

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРОЦЕССА ДОБЫЧИ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННОГО СОДЕРЖАНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ</b>

УДК 622.276:665.6-021.467

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В2	Лунева Анна Сергеевна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	К.Т.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Клемашева Елена Игоревна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2021 г.

## Результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
(Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В2	Лунева Анна Сергеевна

Тема работы:

Усовершенствование процесса добычи нефти в условиях повышенного содержания механических примесей на нефтяных месторождениях	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	110-30/с от 20.04.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2021
--	------------

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Анализ представлений по проблеме пескопроявления: факторы возникновения, стадии развития и обусловленные ими осложнения. Влияние гранулометрического состава породы на вынос механических примесей. Причины отказов в работе механизированного фонда скважин при эксплуатации скважин на нефтяных месторождениях. Особенности лабораторных исследований состава механических примесей. Анализ скважинных фильтров, используемых при добыче нефти. Анализ технологий крепления

	призабойной зоны. Подбор технологии и технологических показателей добычи нефти в условиях интенсивности выноса механических примесей; Автоматизация процесса добычи нефти в условиях интенсивного выноса механических примесей.
--	---

### **Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Особенности добычи нефти с высоким содержанием механических примесей	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Современные технологии предотвращения и борьбы с выносом механических примесей	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Формирование комплекса мероприятий в условиях повышенных значений выноса механических примесей на нефтяных месторождениях	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Клемашева Елена Игоревна
Социальная ответственность	Ассистент, Сечин Андрей Александрович

### **Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**

Особенности добычи нефти с высоким содержанием механических примесей
Современные технологии предотвращения и борьбы с выносом механических примесей
Формирование комплекса мероприятий в условиях повышенных значений выноса механических примесей на нефтяных месторождениях
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	23.04.2021
---	------------

### **Задание выдал руководитель / консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	к.т.н.		23.04.2021
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			23.04.2021

### **Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В2	Лунева Анна Сергеевна		23.04.2021

## ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- КВЧ**- количество взвешенных частиц;
- ТКРС**- текущий капитальный ремонт скважин;
- ГРП** – гидроразрыв пласта;
- ПЗП**- призабойная зона пласта;
- НКТ**- насосно-компрессорные трубы;
- УЭЦН**- установка электроприводного центробежного насоса;
- ЭПО** - электропогружное оборудование;
- ГНО** – глубинно-насосное оборудование;
- ТиКРС**- текущий и капитальный ремонт скважины;
- ПО**- погружное оборудование;
- ЭЦН**- электроцентробежный насос;
- СШНУ**- скважинная штанговая насосная установка;
- ШСНУ**- штанговые скважинные насосные установки;
- УШВН**- установки штанговых винтовых насосов;
- УЭН**- установки электровинтовых насосов;
- УДН**-установки диафрагменных насосов;
- ВНР**- вывод на режим;
- ГНО**- глубинное насосное оборудование;
- СЭМ**- сканирующая электронная микроскопия;
- СПО**- спуско- подъемные операции;
- УЭВН**- установка винтового насоса;
- ПЭД**- погружной электродвигатель;
- ТМС**- телеметрическая система;
- ФЭС**- фильтрационно- емкостные свойства породы;
- АСПО**- асфальтосмолопарафиновые отложения;
- КПД**- коэффициент полезного действия;
- УВНП**- установка винтового погружного насоса;
- ЭВН**- электровинтовой насос;
- ВНО**- винтовой насос однопоточный.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 106 страниц, в том числе 21 рисунок, 25 таблиц. Список литературы включает 47 источников.

Ключевые слова: механические примеси, песок, нефть, вынос песка, слабосцементированный коллектор, химические составы, высоковязкая нефть.

Объектом исследования являются добывающие скважины, на которых прослеживается повышенное пескопроявление.

Цель исследования – рассмотреть комплекс решений по борьбе с пескопроявлением на нефтяных месторождениях.

В процессе исследования были рассмотрены современные методы и технические решения по борьбе и предотвращению механических примесей на нефтяных месторождениях.

Область применения: представленные технологии целесообразно применять в условиях слабосцементированного коллектора в призабойной зоне продуктивного пласта.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	9
1 ОСОБЕННОСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ С ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ.....	11
1.1 Анализ представлений по проблеме пескопроявления: факторы возникновения, стадии развития и обусловленные ими осложнения .....	11
1.2 Влияние гранулометрического состава породы на вынос механических примесей .....	22
1.3 Причины отказов в работе механизированного фонда скважин при эксплуатации скважин на нефтяных месторождениях .....	26
2. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ И БОРЬБЫ С ВЫНОСОМ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ .....	33
2.1 Особенности лабораторных исследований состава механических примесей.....	33
2.2 Анализ скважинных фильтров, используемых при добыче нефти.....	38
2.3 Анализ технологий крепления призабойной зоны .....	49
2.4 Подбор технологии и технологических показателей добычи нефти в условиях интенсивности выноса механических примесей .....	58
2.5 Автоматизация процесса добычи нефти в условиях интенсивного выноса механических примесей .....	63
3. ФОРМИРОВАНИЕ КОМПЛЕКСА МЕРОПРИЯТИЙ В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННЫХ ЗНАЧЕНИЙ ВЫНОСА МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ.....	67
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	72
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	72
4.2 Планирование и формирование бюджета работ .....	73

4.3 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проекта.....	79
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	83
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	83
5.2 Производственная безопасность .....	84
5.3 Экологическая безопасность .....	94
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	98
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	100
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	101



## ВВЕДЕНИЕ

Нефтяная отрасль является сложным процессом, где технологии и методы решения проблем постоянно совершенствуются. Сложности возникают на каждом этапе производства, касающиеся от разведывательных данных при проектировании месторождения, до экспорта готовой продукции.

Задача по уменьшению выноса механических примесей и увеличению дебита скважины влечет за собой дополнительные работы по очистке флюида от КВЧ, что влечет за собой определенные дополнительные работы такие как, очистка фильтров, замена оборудования, упрочнение призабойной зоны скважины, уменьшение временных графиков по капитальному ремонту скважины и т.д.

Механические примеси имеют разную размерность и источники возникновения. Осложненный фактор несет в себе попутно добываемая вода с высоким содержанием солей и высокой плотностью, это говорит о дополнительной агрессивной среде, что учитывается при выборе методики решения данной проблемы. К данной задаче подходят комплексно, где учитываются все возможные особенности скважины.

Источники выноса песка и увеличенное содержание механических примесей могут иметь различные источники. Первопричинные источники — это разрушение слабосцементированной породы, гидроразрыв пласта (ГРП), где влечет за собой появление дополнительных трещин с выносом песка и пропанта. Высоковязкая нефть, которая при извлечении имеет высокую плотность по своим свойствам затрудняет движение флюида, что усиливает дополнительный вынос песка и разупрочнение коллектора.

Актуальность данной работы. Высокое содержание механических примесей влечет за собой решение множества комплексных задач. При условиях добычи с большим выносом механических примесей увеличивается износ оборудования и количество отказов. Большая часть фонда скважин переведена на механизированную добычу, где в основном применяются УЭЦН. Данный вид установки применяется на месторождениях где усложненные режимы работы,

такие как: высокая депрессия на пласт, высокий дебит, скачки забойного давления при выводе на стационарный режим работы. По причине вызванных усложнений требуется комплексный подбор сопутствующего оборудования. [10]

Целью выпускной квалификационной работы является усовершенствование процесса добычи нефти в условиях повышенного содержания механических примесей на нефтяных месторождениях. Проанализировать источники возникновения механических примесей, предоставить способы борьбы технологических мероприятий к решению данной проблемы.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Проанализировать источники пескопроявления: факторы возникновения, стадии развития и обусловленные ими осложнения. Влияние гранулометрического состава породы на вынос механических примесей.
2. Выявить причины отказов в работе механизированного фонда скважин при эксплуатации скважин на нефтяных месторождениях. Опыт борьбы с пескопроявлениями при эксплуатации скважин.
3. Представить комплексный подход к подбору технических мероприятий по уменьшению механических примесей и добываемого флюида.

# 1 ОСОБЕННОСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ С ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ

## 1.1 Анализ представлений по проблеме пескопроявления: факторы возникновения, стадии развития и обусловленные ими осложнения

Механические примеси отрицательным образом влияют на внутрискважинное оборудование и качество добываемого флюида, при этом увеличивая себестоимость добычи. Причины возникновения механических примесей имеют различные источники. В первую очередь это слабосцементированный коллектор, который может содержать саму породу, незакрепленный проппант, повышенное содержание солей. Различные технологические жидкости, которые включают в себя ингибиторы, растворы глушения, различные дополнительные химические составы, не прошедшие определенную проверку перед закачкой в скважину. Сама эксплуатационная колонна при работе в агрессивной среде может давать дополнительный источник КВЧ в виде коррозии, основные причины этому является повышенное содержание кристалликов солей они выступают, как катализатор в агрессивной среде. Источниками мехпримесей может быть, само глубинно-насосное оборудование, которое изначально не подготовлено к работе и не очищено от внешних загрязнений (рисунок1) [1].



Рисунок 1 - Источники механических примесей

Помимо основных причин возникновения механических примесей, влияют такие параметры, как значение депрессии пласта, глубина залегания пластового флюида, вязкость добываемой нефти ее плотность. Учитываются показатели обводненности нефти, плотности попутно добываемой воды и ее минерализации. Все влияющие факторы выноса песка, характер зависимостей к разрушению горных пород их устойчивости околоскважинной зоны пласта представлены в виде таблицы (рисунок 2.) [2].



Рисунок 2- Влияющие факторы выноса песка

Слабосцементированный пласт, рыхлый по своей структуре в призабойной зоне достаточно нестабилен и при малейшем изменении депрессии может привести к высокому выносу песка, разрушению коллектора и призабойной зоны. При увеличении депрессии на пласт увеличивается вынос песка из ПЗП. Интенсификация добычи в таких коллекторах всегда сопровождается большим выносом КВЧ, что подразумевает дополнительные меры по предотвращению. На скважинах с высокой обводненностью и малым дебитом добываемой нефти применяются такие техники как гидроразрыва пласта, чем влечет за собой применение дополнительных мер по ликвидации и уменьшению выноса песка и незакрепленного проппанта. Причина большого выноса песка происходит при ТКРС, ГРП, бурение и др.

Влияние солей на подземное и наземное оборудование имеет непосредственное значение, при её высоком значении концентрации. Она

является катализатором образования коррозии на оборудовании. В основном соли оседают на стенках оборудования и местах соединения деталей. Отложение солей в основном происходит на стадии разработки, где возможны проявления неустойчивости условий термодинамики, причина этому в несовместимости химического состава попутно добываемых вод, которые различны по своему составу и не прошедших должным образом контроль по совмещению поступающей воды из разных геологических горизонтов пласта и закачиваемой воды в скважину. При изменении химического состава воды, могут произойти серьезные нарушения в близлежащих горизонтах пласта, такие, как выщелачивание породы, что может привести в худшем случае суффозии карстовых процессов, где содержатся гипсы, известняки и доломиты. Главные источники солеобразования заключаются в их свойствах и химических показателях, такие как pH, плотность, минерализация, давление и температура пластовых условий.

Основные источники образования коррозии промышленного оборудования:

1. Состав пластовой и сточной воды (минерализация, наличие  $H_2S$ ,  $CO_2$ ,  $O_2$  и т.д.);
2. Температура и давление. При повышении температуры и давления реакция коррозионного разрушения металла ускоряется;
3. Водородный показатель- pH. При щелочной среде более 7 единиц, коррозия протекает медленно, при кислотной среде, значения от 4 и менее, высокий показатель агрессивности скорость разрушения коррозией будет высок;
4. Состав стали. При использовании легированной стали, процент коррозионного разрушения минимален.
5. Структура металла. При различных структурах металла в одинаковой химической среде, протекание реакции разрушения различна.
6. Напряженное состояние металла. В случае, когда металл находится под изгибающим усилием, то участки с повышенным напряжением коррозионному разрушению подвергаются сильнее, чем на спокойных участках. [18]

Источником и фактором возникновения механических примесей является так же коррозия металлических частей оборудования. Воздействие на металл могут вызывать такие составляющие, как наличие сероводорода и повышенной кислотности среды. Это способствует образованию различного вида коррозии металла и выноса частичек. Основные виды коррозии НКТ: комплексная, микробиологическая, электрохимическая, химическая. При перекачке жидкости, находящиеся в ней механические примеси, инициируют локальное разрушение металла на внутренней поверхности труб. На эрозионную скорость разрушения металла влияет поток и скорость жидкости, а на концентрацию и развитие коррозии влияет концентрация и компонентный состав жидкости.

Свойства добываемого флюида могут значительно влиять на вынос песка и менять фильтрационно-емкостные свойства коллектора. Высоковязкие нефти имеют большую плотность, что затрудняет в извлечении ее из недр. Такая нефть выступает в роли связующего вещества между песчинками. Для нефти с высоким показателем вязкости разработаны различные технологии для повышения дебита и нефтеотдачи. Как правило применяемые технологии основаны на термическом воздействии на коллектор, что способствует уменьшению вязкости и увеличению ее текучести. В этом случае нефть является цементирующим веществом, который сдерживал слабосцементированную породу. При вытеснении ее из пласта, в коллекторе образуется нарушение целостности капиллярного скелета пор, что приводит к разупрочнению ПЗП, и ее разрушению, вплоть до обвала коллектора и повреждения НКТ. С высоким показателем кинематической вязкости нефти, обводнение пласта по простиранию и мощности происходит по неравномерной траектории движения, т.к. усиливается за счет разной текучести и плотности заполнения коллектора, следовательно, проницаемость будет медленнее, по сравнению с заполнением более проницаемые слои коллектора [8]. В таких скважинах интенсивность выноса песка напрямую зависит от депрессии. Чем выше значение депрессии, тем приток флюида увеличивается, следовательно, вместе с притоком

увеличивается и вынос песка. Как правило, при высокой вязкости механические примеси остаются во взвешенном состоянии флюида.

Для полного анализа влияющих факторов на устойчивость породы требуется знать фильтрационно-емкостные свойства породы (ФЭС). Основные показатели ФЭС: пористость, проницаемость, капиллярные свойства, гранулометрический анализ, насыщенность (газ, вода, нефть), удельная поверхность.

Пористость породы зависит от количества пор, пустот, каверн, трещин и т.д. Существует три вида пористости: общая, открытая, эффективная. Пористость в основном рассчитывается, как отношение общего объема всех имеющихся пустот к общему объему. Выражается в виде дроби, или в виде процентного содержания составляющего порового пространства. Общая пористость характеризуется объемом всех пор их суммарное соотношение, без учета величины, расположения и формы. Коэффициент абсолютной пористости ( $m_o$ ) рассчитывается следующим образом (1):

$$m_{\Pi} = \frac{\Sigma V_{\text{пор}}}{V_{\text{образца}}} \times 100, \%. \quad (1)$$

Открытая пористость ( $m_o$ ) рассчитывается с учетом объема сообщающихся между собой пор (2):

$$m_o = \frac{\Sigma V_{\text{сообщ.пор}}}{V_{\text{образца}}} \times 100, \%. \quad (2)$$

К примеру нефтесодержащего коллектора, пористость составляет от 15-30%, а у доломитов и известняков процентное содержание пор, как правило ниже.

В практическом применении величина пористости рассчитывается, как коэффициент эффективной пористости ( $m_{\text{эф}}$ ), это значение фильтрации флюида в породе. В данном расчете рассчитывается зависимость от объема пор, через которые проходит фильтрация флюида (3).

$$m_{\text{эф}} = \frac{\Sigma V_{\text{пор фильтр}}}{V_{\text{образца}}} \times 100, \%. \quad (3)$$

Как правило коллектор зернистого типа породы встречается крайне редко, в основном коллектора имеют смешанный вид. В слабосцементированных песках и песчаниках коэффициенты открытой и абсолютной пористости практически одинаковы по значению.

Пористость горных пород разделяется на три основных группы:

- Субкапиллярные, размерность  $<0,0002$  мм. Данная группа включает в себя ангидриды, гипс, глины, эвапориты, соль, глинистые сланцы.
- Капиллярные, размерность от  $0,0002$  до  $0,5$  мм., вид пор каналы и трещины.
- Сверхкапиллярные, размерность  $>0,5$  мм., вид пор каналы и трещины. [11]

В скважинах с высокой обводненностью происходит большой вынос песка. При анализе горной породы с нахождением нескольких флюидов требуется анализ насыщенности породы многофазной системы. Насыщенность коллектора определяется коэффициентами: водонасыщенность ( $S_v$ ), нефтенасыщенность ( $S_n$ ), газонасыщенность ( $S_g$ ).

Насыщенность  $\sigma_i$  порового пространства  $i$ -ой фазой является доля объема пор  $V_i$ , занятая этой фазой в элементарном объеме пор  $V_n$  (4):

$$\sigma_f = \frac{V_f}{V_n}, \quad (4)$$

где  $n$ - число фаз. Очевидно, что  $\sum_{i=1}^n \sigma_i = 1$ .

Газонасыщенность ( $S_g$ ), водонасыщенность ( $S_v$ ) и нефтенасыщенность ( $S_n$ ) рассчитывается с учетом отношения объема открытых пор, заполненных флюидом, к общему объему пор горной породы (5).

$$S_v = \frac{V_v}{V_{\text{пор}}} \times 100, \%; \quad S_n = \frac{V_n}{V_{\text{пор}}} \times 100, \%; \quad S_g = \frac{V_g}{V_{\text{пор}}} \times 100, \% \quad (5)$$

где  $V_v$ ,  $V_n$ ,  $V_g$  – объем флюида (вода, нефть, газ).  $V_{\text{пор}}$  - объем пор.

Насыщенность в сумме должна равняться единице ( $S=1$ ), или 100% (6).

$$S_v + S_n + S_g = 1, \quad S_n = 1 - (S_g + S_v) \quad (6)$$

В некоторых случаях определяют связанность флюида. Он определяется, как отношение объема, связанного флюида с породой ( $V_{fs}$ ), к общему объему пор ( $V_{\text{пор}}$ ) (7) [11, 12].



$$c_f = \frac{V_{fc}}{V_{\text{пор}}} \quad (7)$$

Породы различны по проницаемости. Характер проницаемости различают по классификации разработанной Теодоровичем Г.И.: равномерно проницаемые, неравномерно проницаемые, трещиноватые. По величине проницаемости разграничение по пяти классам.

1. Очень хорошо проницаемые  $>1 \text{ мкм}^2$ ;
2. Хорошо проницаемые  $0,1-1 \text{ мкм}^2$  (песок, песчаники, доломиты, алевролиты т.д.);
3. Средне проницаемые  $0,01-0,1 \text{ мкм}^2$ ;
4. Слабопроницаемые  $0,001-0,01 \text{ мкм}^2$ ;
5. Плохо проницаемые  $<0,001 \text{ мкм}^2$  (глины, глинистые сланцы, мергели, песчаники с высокой глинистой цементацией) [12].

При оценке проницаемости применяется закон Дарси, он применяется при линейной фильтрации. Закон Дарси описывает скорость фильтрации воды в пористой среде пропорциональна градиенту давления (8).

$$Q = F * \frac{k}{\mu} * \frac{\Delta P}{L} \quad (8)$$

где Q- объемный расход воды;

F- поперечное сечение пористой среды;

k- абсолютная проницаемость;

L- длина пористой среды;

$\Delta P$ - перепад давления на пористой среде;

$\mu$  – вязкость жидкости.

Из закона Дарси можно найти коэффициент проницаемости k (9) [12].

$$k = \frac{Q * \mu * L}{\Delta P * F} = \frac{\frac{\text{м}^3}{\text{с}} * \text{Па} * \text{с} * \text{м}}{\text{Па} * \text{м}^2} = [\text{м}^2] \quad (9)$$

Чтобы найти зависимость проницаемости от пористости, требуется воспользоваться уравнением Пуазейля и сравнить с уравнением Дарси.

Уравнение Пуазейля выглядит следующим образом (10):

$$Q = \frac{n\pi r^4 F \Delta P}{8\mu L} \quad (10)$$

где  $n$ - число пор на единицу площади фильтрации;

$F$ - площадь фильтрации;

$L$ - длина порового канала;

$\Delta P$ - перепад давления;

$\mu$  – вязкость жидкости;

$r$ - радиус порового канала.

Коэффициент пористой среды можно выразить в следующих значениях (11):

$$m = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{образца}}} = \frac{nF\pi r^2 L}{FL} = n\pi r^2 \quad (11)$$

Учитывая уравнение Пуазейля (10), преобразуем формулу (12):

$$Q = F \frac{mr^2 \Delta P}{8\mu L} \quad (12)$$

При сравнении двух уравнений Дарси и Пуазейля можно вывести взаимосвязи радиуса порового канала, пористости и проницаемости (13):

$$k_{\text{пр}} = \frac{mr^2}{8} \quad (13)$$

Из данного уравнения можно проанализировать и рассчитать: проницаемость, пористость поровых каналов, оценить радиус порового канала. Данное уравнение позволяет рассчитать значения пористости, проницаемости и радиуса поровых каналов только в однородной пористой среде (кварц). В реальных условиях залежи флюида и свойства коллектора различны по характеристикам и особенностям, оценка радиуса рассчитывается по формуле Котяхова Ф.И. (14).

$$r = \frac{2}{7 \cdot 10^5} * \sqrt{\frac{k_{\text{пр}} * \varphi}{m}} \quad (14)$$

где  $r$ - радиус пор;

$\varphi$ - структурный коэффициент, учитывающий извилистость порового пространства.

Структурный коэффициент  $\varphi$  получают экспериментальным путем. Метод измерения происходит от электрического сопротивления породы [14].

Глинистые породы обладают различными характеристиками и условиями залегания. В большинстве случаев, глинистые фракции осуществляют цементирующие свойства коллектора в неустойчивых породах. Высокое значение при анализе породы в коллекторе играет краевой угол смачивания. Если коллектор обладает высокой гидрофильностью, то песчинки глины имеют свойство набухать, что приводит к разупрочнению цементирующей фракции. В случае большого обводнения и притока пластовой воды, частички вымываются с потоком добываемого флюида. В случае увеличения депрессии на пласт количество вымываемого песка соответственно увеличивается. У глины поры имеют в основном закрытую структуру, и сообщение между ними минимально. Для оценки количественного набухания глинистой породы, требуется расчет удельного объемного содержания набухающего глинистого компонента  $K_{в.гл.}$  во влажной породе, по формуле отношения объема влажной (набухающей) глины  $V_{в.гл.}$ , к объему влажной породы  $V_{в.п}$  (15):

$$k_{в.гл} = \frac{V_{в.гл}}{V_{в.п}} \quad (15)$$

В глинистых породах в основном преобладает содержание связанной воды. Содержание такой воды характерно химическими и физико-химическими процессами, ее минеральный состав, дисперсность и степень её твердой фазы. Для определения в поровом пространстве содержания связанной воды определяется коэффициент связанной водонасыщенности (16) [14]:

$$K_{в.св} = V_{в.св}/V_{пор} \quad (16)$$

где  $V_{в.св.}$ -объем связанной воды, соответствующей доле объема пор, занятого связанной водой;

$V_{пор}$ - общий объем пор.

Концентрация набухания глин напрямую зависит от химического, гранулометрического, минералогического состава породы, структуры и геометрии песчинок, наличие связей и условий залегания. Чем меньше минерализация воды, тем выше коэффициент набухания породы. При увеличении концентрации катионов, увеличивается интенсивность набухания. С

увеличением набухания породы, прочность коллектора падает. В связи с увеличением объема пор, внутренние связи породы разрушаются. В процессе набухания уменьшается пористость и проницаемость коллектора в 50 и более раз. [11]

С увеличением влажности породы, пропорционально падает ее прочность. На коллектор действуют различные внутренние силы. Коэффициент прочности породы нам показывает на сколько порода может сопротивляться разрушению под действием различных нагрузок. Предел прочности породы, это значение критической точки напряжений, при которых коллектор разрушается.

Коэффициент внутреннего трения горной породы — это показатель паспорта прочности горной породы, равный отношению приращения нормальных и касательных разрушающих напряжений - тангенсу угла внутреннего трения. [15]

Основные учитываемые параметры прочности, это сдвиг (среза)  $\tau_{сдв}$ , изгиб  $\sigma_{изг}$ , растяжение  $\sigma_r$ , одноосное сжатие  $\sigma_{сж}$ . В глубоких скважинах действие разрушения коллектора происходит всесторонне, в таких условиях рассматривают предел прочности при всестороннем сжатии  $\sigma_{сж}$ .

Предел прочности на одноосное сжатие рассчитывается следующим образом (17):

$$\sigma_{сж} = \frac{P_{max}}{F} \quad (17)$$

где  $P_{max}$ -максимальная нагрузка,

$F$ - площадь поперечного сечения.

По уравнению Кулона можно найти круговое напряжение, паспорт прочности породы (18).

$$\tau = \tau_0 + \sigma_n * tg\varphi \quad (18)$$

где  $tg\varphi$ - коэффициент внутреннего трения.

Зависимость прочности горных пород на растяжение  $\sigma_r$ , изгиб  $\sigma_{изг}$ , сгиб  $\sigma_c$  и сжатие  $\sigma_{сж}$  взаимосвязаны соотношением (19):

$$\sigma_{сж} > \sigma_c > \sigma_{изг} > \sigma_r \quad (19)$$

Прочность породы уменьшается при наличии трещин, различных локальных дефектов и увеличении водонасыщенности коллектора. Использование поверхностно активных веществ, так же снижает прочность породы. Если порода коллектора анизотропная, то прочность меняется от направления нагрузки, коэффициент анизотропии будет в районе значений 0,3-0,8. Прочность увеличивается при увеличении глубины скважины. [12]

При рассмотрении упругости параметр отвечает за восстановление тела после воздействующей на нее деформации. При расчете упругости горной породы, применяют методы упругих модулей: модуль всестороннего сжатия, модуль сдвига, коэффициент Пуассона, модуль Юнга.

Модуль Юнга (E)- это коэффициент пропорциональности между действующим продольным напряжением  $\sigma_y$  и соответствующей продольной относительной деформацией (20):

$$E = \frac{\sigma_y}{\frac{\Delta h_y}{h}}, \text{ МПа} \quad (20)$$

где  $\Delta h_y$ - абсолютная продольная деформация, соответствующая пределу упругости горной породы при сжатии;

$\sigma_y$ - предел упругости;

h- высота образца горной породы.

Коэффициент Пуассона ( $\mu$ )- это коэффициент пропорциональности между упругими продольными и поперечными деформациями при одноосном нормальном напряжении (отношение относительных поперечных деформаций к продольным) (21).

$$\mu = (\Delta d_y/d)/(\Delta h_y/h) \quad (21)$$

где  $\Delta d_y$ - абсолютная поперечная деформация , соответствующая пределу упругости горной породы при сжатии;

$\Delta h_y$ - абсолютная продольная деформация, соответствующая пределу упругости горной породы при сжатии;

d- диаметр образца;

h- высота образца.

Модуль сдвига (G) – это упругость породы при касательных напряжениях. (22)

$$G = \frac{E}{(2*(1+\mu))}, \text{ кгс/м}^2, \text{ Мпа} \quad (22)$$

где E- модуль Юнга, кгс/см<sup>2</sup>,

μ- коэффициент Пуассона.

Модуль всестороннего сжатия (K)- это упругость породы в условиях всестороннего сжатия (23).

$$K = \frac{E}{(3*(1-(2*\mu)))}, \text{ кгс/м}^2, \text{ Мпа} \quad (23)$$

По степени упругости породы различны, на это влияет много факторов. По своему составу породы могут быть одинаковые, но с разным свойством упругости. Чем глубже глубина залегания, тем выше значение упругости. При увеличении пористости породы и влагосодержания, значение упругости уменьшается, т.к. пласт более перфорирован. Так же упругость зависит от плотности, чем выше плотность, тем выше модуль упругости. При деформации породы модуль упругости тоже различен, при сжатии породы он большего значения, а при растяжении породы, имеет меньшее значение. [12]

Влияние температуры ведет за собой различные показатели упругости из-за состава породы. При повышении температуры, текучесть увеличивается, вязкость при этом уменьшается, возрастает коэффициент текучести, в связи с этим модуль упругости имеет меньшее значение. Если порода состоит из глин и глинистых минералов при воздействии водно- коллоидного характера, модуль упругости возрастает, это происходит по причине уплотнения породы.

## **1.2 Влияние гранулометрического состава породы на вынос механических примесей**

**Гранулометрический состав пород** - количественное содержание в породе частиц различной величины, определение процентного содержания фракций зерна различной крупности (в мм). [6]

Для решения задач с выносом песка и повышенного содержания механических примесей, требуется знать гранулометрический состав породы и

размерность выносимых частичек. Значения размерности выносимых гранул имеет различные диапазоны. В гранулометрический состав механических примесей в основном входит песок, глинистые минералы, гипс, частицы железа и минеральные соли. Анализ КВЧ производится для каждой скважины отдельно, т.к. каждая скважина может иметь различную размерность и состав мехпримесей. Данный анализ, помогает узнать свойства коллектора и его особенности породы.

Существует несколько методов определения гранулометрического состава: ареометрический, ситовой, седиментационный либо комбинированный способ, лазерное сканирование и электронная микроскопия. Каждый метод соответствует размерности частичек и отличается точностью измерений и процентом погрешности в анализе. Метод исследования выбирается по индивидуальным особенностям скважины. Ареометрический метод применяется при размерности частичек менее 0,1 мм. В основном применяется ситовый метод, где размер частичек более 0,1 мм, данным методом выявляется процентное содержание механических примесей по размерам крупинок. Предварительно отобранную пробу очищают от различных загрязнений, такие как АСПО, нефтепродукты, битумы и т.д. Дополнительно при анализе определяют количество карбонатов и водорастворимых солей. Эти данные помогают нам выявить на ранней стадии особенности залегания, капиллярные свойства породы, пористость, проницаемость и т.д. При лазерном сканировании и электронной микроскопии исследуются частички минимального размера до 50 мкм. [3;7]

Размерность частичек имеет различный диапазон от  $>0,01$ ; 0,01-0,1; 0,1-0,25; 0,25-0,5; 0,5-1,0 мм. Размер частиц горной коллоидной породы от  $10^{-3}$  см, галечник и валуны размером до  $10^{-5}$  см. Нефтедержащие породы различаются частицами от 2-0,01 мм, по диаметру. Обломочные породы имеют определенную классификацию, это определяется по размеру зерен.

- Пелитовая  $<0,01$  мм.
- Алевроитовая 0,1- 0,01 мм.

- Псаммитовая от 2- 0,1 мм.
- Псефитовая >2мм. [11]

Механические примеси размерностью до 100 мкм, не сильно влияет на работу скважины, частички большего размера от 200-900 мкм, уже несут значительные повреждения и усложнения в работе скважины, увеличивая износ оборудования, истирание резьбовых соединений рабочих узлов УЭЦН. [5;4]

Опираясь на результаты исследования гранулометрического состава, можно определить проницаемость, насыщенность, особенности скелета горных пород, строение породы, коллектора и т.д. Позволит спрогнозировать вынос механического песка на стадии разработки и подобрать соответствующий комплекс технологий для правильной работы скважин, минимизируя финансовые и временные затраты.

Абразивные частички при влиянии на ГНО отрицательно воздействуют на узлы оборудования в процессе работы. Первоначальное повреждение поверхности узлов абразивными частичками в виде царапин и рисок. В последствии постоянного воздействия зазоры увеличиваются, что приводит к вибрациям и дополнительным шумам, а также металлические части оборудования в зоне воздействия механических примесей отшлифовывается до появления блеска, с последующими углублениями по направлению воздействия абразива. Абразивы влияют комплексно на все оборудование: износ подшипников гидрозащиты, износ и промыв ступеней, радиальный износ подшипников ЭЦН, промыв газосепаратора, засорение насоса. Твердость основных встречающихся абразивов представлена в таблице 1 (по шкале Мооса). [1;23]

При подборе рабочего оборудования учитывается твердость рабочей поверхности, где влияют абразивы. Твердость материала составляющего оборудования, должна превышать в 1,3 раза, твердости абразива. Данное соотношение оптимально при выборе по технологическим характеристикам и экономическим. [1;23]



Таблица 1- Твердость основных материалов мехпримесей (по Моосу)

Основные компоненты мехпримесей	Твердость по шкале Мооса
Проппант	9
Кварц	7
Плагиоклаз	6
Обломки пород	6-7
Кальцит	3
Биотит, мусковит	2
Гидроокислы железа	1
Углистое вещество	0
Глина	0

Гранулометрический анализ породы требуется для подбора фильтра (гравийный, сетчатый, щелевой, проволочный), десендеров, сепараторов. Зная размер выносимых частиц, подбирается щелевая решетка. Виды противопесочных фильтров показаны на рисунке 4. [19]

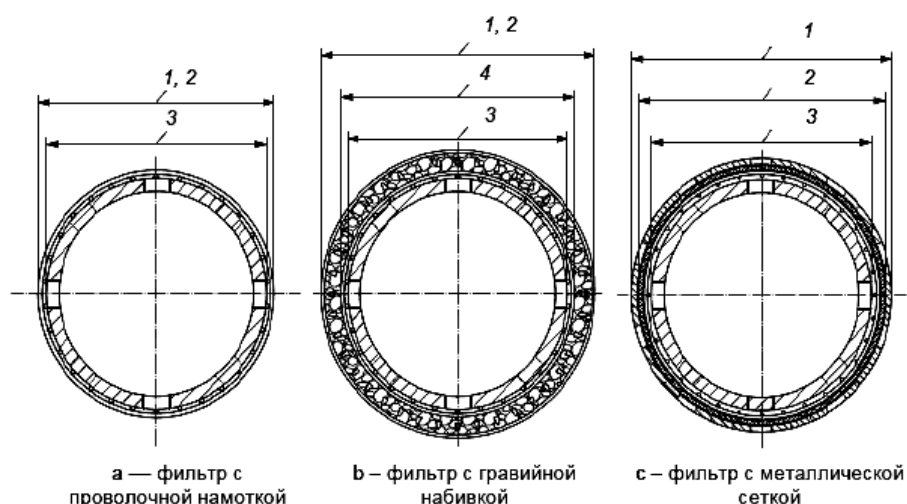


Рисунок 4- Виды противопесочных фильтров

Разработано большое количество фильтрующего оборудования, которое подбирается для каждой скважины индивидуально. Гранулометрический анализ породы помогает нам подобрать фильтры с требуемыми параметрами отверстий, для продуктивной и качественной очистки. Существует несколько видов перфораций решеток фильтров (рисунок 5). [20]



Рисунок 5- Типы перфораций решеток фильтрующих элементов, штампованный, фрезерованный, сверленный, электроннолучевая и лазерная прошивка (слева на право)

Фильтр подбирается непосредственно по геологическим и химическим особенностям скважиной среды. Это зависит от размера выносимых крупинок и их химического состава.

### **1.3 Причины отказов в работе механизированного фонда скважин при эксплуатации скважин на нефтяных месторождениях**

Отказ оборудования в работе механизированного фонда скважин имеет ряд причин и источников. При высоком процентном содержании механических примесей такой вид оборудования относится к осложненному фонду скважин. На поздней стадии разработки, проблема механических примесей стоит достаточно остро. Это связано с большим процентом обводненности и разрушении коллектора слабосцементированной породы с выносом песка.

Отказ оборудования из-за механических примесей довольно распространенная проблема. Даже кратковременная остановка СШНУ на 15-20 мин., может привести к заклиниванию механизма, т.к. механические примеси из НКТ за это время успевают осесть на головку плунжера. При возобновлении движения плунжера вверх, происходит заклинивание. Это происходит из-за попадания механических примесей в зазор между плунжером и цилиндром. В этом случае головку балансира останавливают в верхнем положении. Отказы по причине засорения довольно распространенная проблема, в основном концентрация засора имеет накопительный характер в области рабочих колес (частично, или полностью) и направляющие аппараты первых секций ЭЦН. Крупные частицы породы могут полностью засорить приемные сетки ЭЦН, в основном это минеральные соли, проппант, песок, сульфид железа и т.д. Как

правило крупные частицы приводят к отказу оборудования в виде заклинивания, а более мелкие приводят к дополнительной вибрации и абразиву. [18]

По статистике ТПП «Лангепаснефтегаз» основная часть отказов и остановок на ремонт оборудования, является засорение скважины механическими примесями. Причины: это рыхлые, неустойчивые породы пласта, занесение КВЧ при ТКРС, бурения, ГРП и т.д. (рисунок 7). [24]

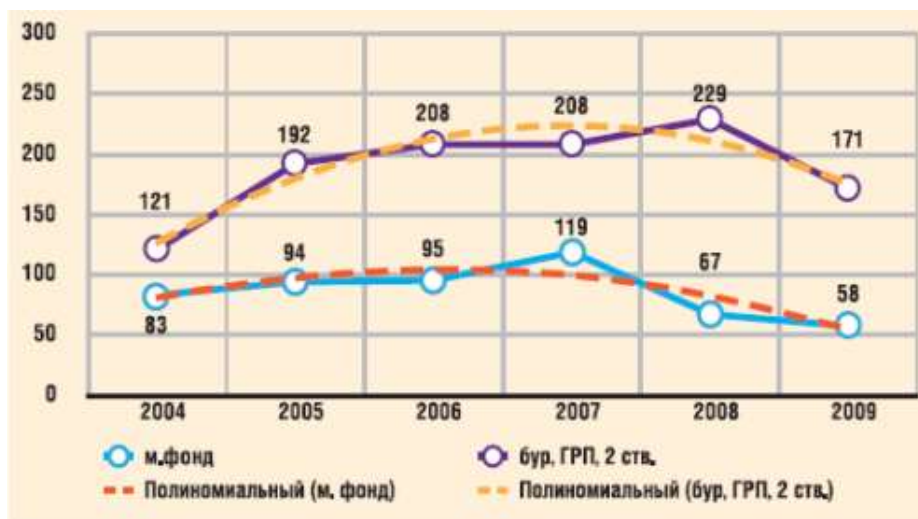


Рисунок 7- Количество ремонтов по причине засорения мехпримесями в ТПП «Лангепаснефтегаз»

Осложнения, вызванные агрессивным воздействием мехпримесей:

- Разрушение и заклинивание обратного клапана;
- Износ ШСНУ, его рабочих органов;
- Самопроизвольное разрушение ГНО, в области соединении узлов;
- Загрязнение фрагментами окалина ШСНУ;
- Формирование солей на рабочих участках насоса. [22]

К внутрискважинному оборудованию механизированного фонда скважин относятся: УЭЦН, ШСНУ, УШВН, УЭН, УДН, и входящее наземное оборудование. [21]

Методика расчета межремонтного периода рассчитывается по работе действующего фонда скважины. Как правило расчет производится, за год и за месяц. По необходимости возможно получение данных за определенный период времени в необходимом промежутке, по формуле (24):

$$МРП = \frac{T}{N}, \text{ сут.} \quad (24)$$

где Т- суммарное отработанное время действующего фонда за рассчитываемый период с даты окончания ВНР скважины до даты отказа внутрискважинного оборудования.

N- количество отказов ВНО, за период отчетности.

Отказ оборудования подразумевает, любая неисправность, которая влечет за собой остановку рабочей области оборудования. Учет количества отказов ведется для каждой скважины отдельно.

Классификация отказов:

Затянувшийся ремонт- отказ оборудования произошел до кнопочного запуска, в процессе спуска в скважину после монтажа.

Повторный ремонт- отказ оборудования после кнопочного запуска, со временем отработки 2 суток и менее.

Преждевременный отказ- отказ оборудования после отработки от 3 суток до 365 включительно, после кнопочного запуска УЭЦН.

Отказ- отказ оборудования после кнопочного запуска и отработавшее 366 суток и более. [9]

Причины преждевременных отказов УЭЦН, имеют различные источники, это могут быть: по вине общества групп, условия эксплуатации, геолого-технические причины, осложняющие факторы, по вине ТКРС, по вине прокатной (сервисной) организации, завода - изготовителя, оборудования, энергоснабжения, по вине трубных баз и т.д. Причины преждевременных отказов можно разделить на три классификации: субъективные, технические и по эксплуатационным причинам.

К субъективным относятся: брак подбора УЭЦН, отказ по причине нарушения глубины спуска, брак ЭЦН, а также наличие повторных отказов высоковязкой нефти, солеотложения, коррозия, вынос проппанта и т.д.

К техническим, относится, непосредственное оборудование: не герметичность подвески НКТ, старение изоляции кабеля, выработка ресурса и т.д.

К эксплуатационным относится все осложняющие факторы: высоковязкая нефть, эмульсия, высокая температура пласта, высокий газовый фактор, солеотложение, механические примеси, АСПО, коррозионная агрессивность и т.д.

Планирование показателя межремонтного периода скважины, можно узнать из фактических значений наработки на отказ. По отчетам и итогам предыдущих периодов. В качестве примера приведем расчет прогноза на период-месяц (25,26):

$$\text{МРП(мес)} = \frac{\text{Отр.вр.мес}}{\text{Кол.отк}} \quad (25)$$

$$\text{Отр. вр. мес.} = \text{ДФ} * \text{К}_{\text{экспл}} * \text{Кол. сут. мес.} \quad (26)$$

где: Отр.вр.мес.- планируемое отработанное время за месяц действующего фонда;

ДФ- действующий фонд скважин;

$\text{К}_{\text{экспл.}}$  - коэффициент эксплуатации действующего фонда планируемого месяца (с учетом доведения сценарных условий);

Кол.сут.мес.- количество суток планируемого месяца.

Количество отказов принимается, как произведение действующего фонда скважин и коэффициента отказности (с доведением сценарного условия (27)).

$$\text{Кол. отк.} = \text{ДФ} * \text{Котк.} \quad (27)$$

где:  $\text{К}_{\text{отк}}$ - коэффициент отказности, с обеспечением скорости роста МРП (с доведением сценарного условия).

Расчет за год МРП, рассчитывается, как отношение отработанного времени за год к планируемому количеству отказов (28):

$$\text{МРПск. год} = \frac{\text{Отр.вр}}{\text{Кол.отк}} \quad (28)$$

где: Отр.вр.-планируемое отработанное время за год (29).

$$\text{Отр. вр.} = \text{Отр вр. пр. пер.} + \text{Отр. вр. расч. м.} - \text{Отр. вр. м. пр. г.} \quad (29)$$

где: Отр.вр.пр.пер.- отработанное время за скользящий год предыдущего месяца;

Отр.вр.расч.м.- расчетное отработанное время за календарный месяц на планируемую дату расчета;

Отр.вр.м.пр.г.- отработанное время за последний месяц предыдущего скользящего года;

Кол.отк.- количество отказов в год (30):

$$\text{Кол. отк} = (\text{Кол. отк. пр. пер.} + \text{Кол. отк. расч. м.}) - \text{Кол. отк. м. пр. г.}$$
  
(30)

Кол.отк.пр.пер.- количество отказов за скользящий год предыдущего месяца;

Кол.отк.расч.м.- расчетное количество отказов за календарный месяц на планируемую дату расчета;

Кол.отк.м.пр.г.- количество отказов за последний месяц предыдущего скользящего года. [21]

Для снижения риска отказа, либо увеличение временного промежутка для ремонта оборудование, требуется произвести определенные профилактические мероприятия:

- Контроль за жидкостями глушения, очистка фильтрами от КВЧ, контроль автоцистерн, которые производят транспортировку жидкости (промывка);
- Плановый отбор проб на КВЧ действующей скважины и контроль за содержанием;
- Предотвращение попадания посторонних предметов в скважину при ТКРС. Предварительно использовать «отбираторы» при СПО.
- Контроль за насосно- компрессорными трубами, их отчистка от внешних и внутренних механических загрязнений, защита резьбового соединения специальным защитным колпаком. [24]

Основные регламентированные значения КВЧ используемого скважинного оборудования занесены в таблицу 2. [32;33]

Таблица 2 - Значения содержания КВЧ скважинного оборудования

Наименование	Измеряемый параметр	Значение
Лопастные насосы Количество КВЧ	Код элемента М1 Код элемента М2 Код элемента М3	От 0 до $\leq 200$ мг/л От 200 до $\leq 500$ мг/л От 500 до $\leq 1000$ мг/л
Лопастные насосы Количество твердых частиц абразивностью от 6 и более по шкале Мооса	Код элемента А1 Код элемента А2 Код элемента А3 Код элемента А4	0 От 0 до $\leq 20$ мг/л От 20 до $\leq 70$ мг/л От 70 до $\leq 100$ мг/л
Горизонтальная насосная установка (ГНУ)	Характеристика перекачиваемой жидкости (КВЧ)	Не более 50 мг/л
Блочная кустовая насосная станция (БКНС)	Характеристика перекачиваемой жидкости (КВЧ)	Не более 50 мг/л
БКНС Фильтр сетчатый магистральный фланцевый грубой очистки	ФС 100 PN4,0МПа (размер ячеек 1,6х1,6мм)  Характеристика перекачиваемой жидкости (размер твердых частиц)	  Не более 0,2 мм
Сетчатые фильтры	Массовая концентрация взвешенных частиц	До 0,05 мм
БКНС Фильтр сетчатый магистральный фланцевый тонкой очистки	ФС 100 PN4,0МПа (размер ячеек 0,8х0,8мм)  Характеристика перекачиваемой жидкости (размер твердых частиц)	  Не более 0,2 мм
Электроцентробежный насос (ЭЦН)	Максимальная массовая концентрация твердых частиц для насосов, г/л: -обычного исполнения -коррозионностойкого исполнения -износостойкого, коррозионноизносостойкого исполнения -повышенной коррозионноизносостойкости -при комплектации насосов фильтром тонкой очистки	0,1 г/л 0,2 г/л 0,5 г/л  1,0 г/л 3,0 г/л
	Микротвердость частиц по Моос, баллов, не более: - обычного, коррозионностойкого исполнения -повышенной коррозионноизносостойкости, износостойкого, коррозионноизносостойкого исполнения	5 7

Продолжение таблицы 2

Штанговые скважинные насосы (ШСН)	Содержание механических примесей	До 1,3 г/л
Плунжерно- диафрагменные насосы типа ПДН	Максимальная концентрация твердых частиц	До 50 г/л
Двухплунжерный насос НВ 2БД 2	Максимальная концентрация твердых частиц	До 1,3 г/л
Насос невставной с коротким цилиндром и длинным плунжером ННБКУ	Массовая концентрация твердых частиц	Более 1,3 г/л
Установки винтовых погружных насосов УВНП	Массовая концентрация твердых частиц	От 2,5 г/л и выше
УЭЦН не износостойкого исполнения	Массовая концентрация взвешенных частиц	До 0,2- 0,5 г/л
УЭЦН износостойкого исполнения	Массовая концентрация взвешенных частиц	До 1,5 г/л



## **2. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ И БОРЬБЫ С ВЫНОСОМ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ**

### **2.1 Особенности лабораторных исследований состава механических примесей**

Лабораторный способ определения количества механических примесей заключается в фильтровании испытуемых продуктов с предварительным растворением медленно фильтрующихся продуктов в бензине или толуоле, промывании осадка на фильтре растворителем с последующим высушиванием и взвешиванием по ГОСТ 6370- 83. [16]

Метод анализа заключается в фильтровании анализируемой нефти, или нефтепродукта через предварительно подготовленный беззольный фильтр (взвешенный и пролитый растворителем, используемым при анализе пробы, просушен и доведен до постоянной массы). Для извлечения из нефти механических примесей, требуется подогретый растворитель толуол, нагретый до температуры 80<sup>0</sup>С, или бензин нагретый до 40<sup>0</sup>С, возможно использование смеси этилового спирта и толуола в соотношении 1:4 (по объему), или смеси этилового спирта и этилового эфира в соотношении 4:1 (по объему). Используемые смеси с применением этилового спирта подогревают от 50<sup>0</sup>С до 60<sup>0</sup>С. Нефть, или нефтепродукт (предварительно разбавленный небольшим количеством растворителя) наливают на фильтр по стеклянной палочке, заполняя фильтр не более  $\frac{3}{4}$  высоты фильтра. При фильтровании медленно фильтрующихся продуктов возможно применение вакуума с применением воронки для горячего фильтрования. Для извлечения механических примесей из нефти и нефтепродукта, фильтр промывают растворителем, до полного удаления нефтепродуктов. При анализе анализируемая проба может содержать хлорид-ионы, что является мешающим фактором и дает в последствии дополнительный вес при окончательном взвешивании, для этого фильтр промывают разогретой до температуры 80<sup>0</sup>С дистиллированной водой, до получения отрицательной реакции при проверке раствором азотнокислого серебра концентрацией 0,1

моль/дм<sup>3</sup> (отсутствие помутнения раствора). После окончания промывания фильтра с осадком механических примесей помещают в стаканчик для взвешивания (бюкс) и помещают с открытой крышкой в сушильный шкаф не менее 45 минут при температуре  $105 \pm 2^{\circ}\text{C}$ , доводя до постоянной массы фильтра. После окончания просушивания стаканчик помещают в эксикатор, заполненный силикагелем, или кальцием хлористым до полного остывания. Затем остывший стаканчик взвешивают на весах с погрешностью не более 0,0002г. Расхождения между последовательными взвешиваниями не должно превышать 0,0004г, при повторных взвешиваниях и высушиваниях. [16]

Обработку результатов вычисляют по формуле:

$$x = \frac{m_1 - m_2}{m_3} * 100, \% \quad (31)$$

где  $m_1$ - масса стаканчика для взвешивания с бумажным фильтром и механическими примесями, г;

$m_2$ - масса стаканчика для взвешивания с чистым подготовленным бумажным фильтром, г;

$m_3$ - масса пробы, г.

За результат определения принимают среднее арифметическое значение двух параллельных определений. [16]

Существует еще метод определения гранулометрического состава, где определяется количество нефтепродуктов, карбонат, железа, количество гипса, кальция, кварца и т.д.

Метод исследования заключается в изначальном взвешивании образца в термостойкой посуде ( $m_1$ ), навеска берется в среднем 1-2 гр., если проба обводнена, то предварительно ее сушат в сушильном шкафу при температуре  $105 \pm 2^{\circ}\text{C}$ . После взвешивания исследуемый образец отмывают от нефтепродуктов растворителем, в основном бензин или толуол, до тех пор, пока растворитель не будет прозрачным. После удаления нефтепродуктов, пробу сушат в сушильном шкафу при температуре  $105 \pm 2^{\circ}\text{C}$ . Затем просушенную пробу

остужают и взвешивают ( $m_2$ ). Количество нефтепродуктов рассчитывают по формуле (32):

$$y = m_2 - (m_3 - m_1), \text{ г} \quad (32)$$

где  $m_3$  – масса промытого растворителем и высушенного образца, г;

$m_1$  - масса чистого термостойкого стаканчика, г;

$m_2$  – масса навески взятого из анализируемого образца, г.

После взвешивания к анализируемой пробе добавляются раствор соляной кислоты в соотношении 1:1 (дистиллированная вода и соляная кислота) отбирают пипеткой в объеме 30 мл. При добавлении раствора соляной кислоты возможна реакция карбонатов, в этом случае выделяется сероводород, и специфический запах тухлых яиц с образованием пузырьков. Затем анализируемую пробу доводят до кипения, при помощи плитки с закрытыми нагревательными элементами при температуре 300-500<sup>0</sup>С, кипячение продолжается 20-30 минут. После кипячения дать остыть. После того, как проба остыла, весь анализируемый продукт количественно переносится в заранее подготовленную колбу объемом 250 см<sup>3</sup>, с доведенным до постоянной массы фильтром, взвешенным и помещенным в воронку. Вся проба переносится на фильтр причем механические примеси остаются на фильтре, а вытяжка с раствором соляной кислоты фильтруется в колбу, для дальнейшего определения железа. Анализируемая проба промывается дистиллированной водой до тех пор, пока не будет отрицательной реакции на хлорид- ионы при проверке раствором азотнокислого серебра концентрацией 0,1 моль/дм<sup>3</sup> (отсутствие помутнения раствора). Раствор колбы доводим до метки по нижнему мениску (рисунок 8). Полученный раствор отбираем пипеткой Мора аликвотой в 50 мл, помещаем в колбу для титрования, добавляем 1мл азотной кислоты и снова подвергаем кипячению, продолжительностью 7 мин. Затем раствор должен остыть. После того, как проба остыла добавляем несколько капель гидроокиси аммония (до помутнения) избегая выпадения осадка. Затем приливаем соляную кислоту 7 мл концентрацией 1Н, нейтрализуя раствор. После чего добавляем сульфосалициловую кислоту в количестве 1мл, она является индикатором.

Раствор титруем трилоном Б концентрацией 0,1Н, до получения соломенного цвета.



Рисунок 8- Полученный раствор после кипячения

Промытые фильтры помещаем в стаканчик для взвешивания (бюкс) и помещают с открытой крышкой в сушильный шкаф не менее 2 часов при температуре  $105 \pm 2^{\circ}\text{C}$ , доводя до постоянной массы фильтра. После окончания просушивания стаканчик помещают в эксикатор, заполненный силикагелем, или кальцием хлористым до полного остывания. Затем остывший стаканчик взвешивают на весах с погрешностью не более 0,0002г. Расхождения между последовательными взвешиваниями не должно превышать 0,0004г, при повторных взвешиваниях и высушиваниях. Высушенный сухой остаток рассчитывают по формуле (33):

$$x = \frac{m_2 - m_1}{m_3} * 100, \% \quad (33)$$

где  $m_2$ - масса высушенного фильтра с осадком, г;

$m_1$ - масса чистого фильтра без осадка, г;

$m_3$ - масса навески взятой из анализируемого образца, г.

Высушенный сухой остаток анализируют, если есть наличие кварца, то узнают гранулометрический состав в процентном соотношении размера

частичек, методом просеивания. Расчет производится для каждого отдельного диаметра сита по формуле (34):

$$w = \frac{m_c}{m_{\text{ост}}} * 100, \% \quad (34)$$

Где  $m_c$ -масса гранул сита, г;

$m_{\text{ост}}$ - масса всего сухого остатка, г.

В случае, если сухой остаток в виде гипса, или баритов, измельчают анализируемую пробу в ступке и берут частично навеску сухого остатка, взвешивают. Добавляют раствор соляной кислоты концентрацией 15%, дать отстояться 15 минут. Затем сливают кислотный раствор, промывают пробу дистиллированной водой и приливают щелочной раствор, (например, гидроксид натрия концентрацией 20%). Полученный остаток сушат в сушильном шкафу при температуре  $105 \pm 2^\circ\text{C}$ , с последующим взвешиванием. Если количество полученного остатка более 50%, то это бариты, если меньше 50%, то это гипс. Процентное количество гипса, или баритов рассчитывают по формуле (35):

$$z = \frac{m_{\text{ост}}}{m_{\text{нав}}} * 100, \% \quad (35)$$

где  $m_{\text{ост}}$  – масса сухого остатка после взаимодействия с кислотой и щелочью, г;

$m_{\text{нав}}$  – масса взятой навески сухого остатка, г.

Количество железа в образце рассчитываем по формуле (36):

$$V = \frac{V_{\text{тр}} T_{\text{тр}} V_{\text{колбы}}}{m_{\text{нав}} V_{\text{пр}}} * 100, \% \quad (36)$$

где  $V_{\text{тр}}$ - объем трилона пошедшего на титрование,  $\text{см}^3$ ;

$T_{\text{тр}}$ - титр трилона Б;

$V_{\text{колбы}}$ - объем колбы (нашем случае  $250 \text{ см}^3$ )

$m_{\text{нав}}$ - масса навески взятой для анализа, г;

$V_{\text{пробы}}$ - аликвота взятая для титрования (в нашем случае 50 мл).

Сухой остаток может состоять из нерастворенного железа, в этом случае, часть высушенной пробы помещают в кислоту, наличие от желтого до зеленого цвета говорит о присутствии железа (рисунок 9).



Рисунок 9- Анализируемый сухой остаток

Количество карбонатов мы узнаем, если взятую навеску принять за 100%, то из ста процентов вычитаем количество нефтепродуктов, количество кварца, баритов, гипса и т.д. по формуле (37):

$$100 - y - x - w - z = k, \% \quad (37)$$

## 2.2 Анализ скважинных фильтров, используемых при добыче нефти

Механизированный способ разработки по борьбе с пескопроявлением является подбор различных фильтров: сетчатых фильтров, гравийных фильтров, при ГРП установка гравийного фильтра Frac Packing, усовершенствование методов перфорирования (большая часть технологии применяется на стадии заканчивания скважин) и т.д. Для подбора фильтров требуется гранулометрический анализ. Разработано большое количество фильтров, которые подбираются индивидуально для каждой скважины. Основное распространение получили: каркасно - стержневые, кольчатые и перфорационные. Разновидность фильтров показана на рисунке 10.

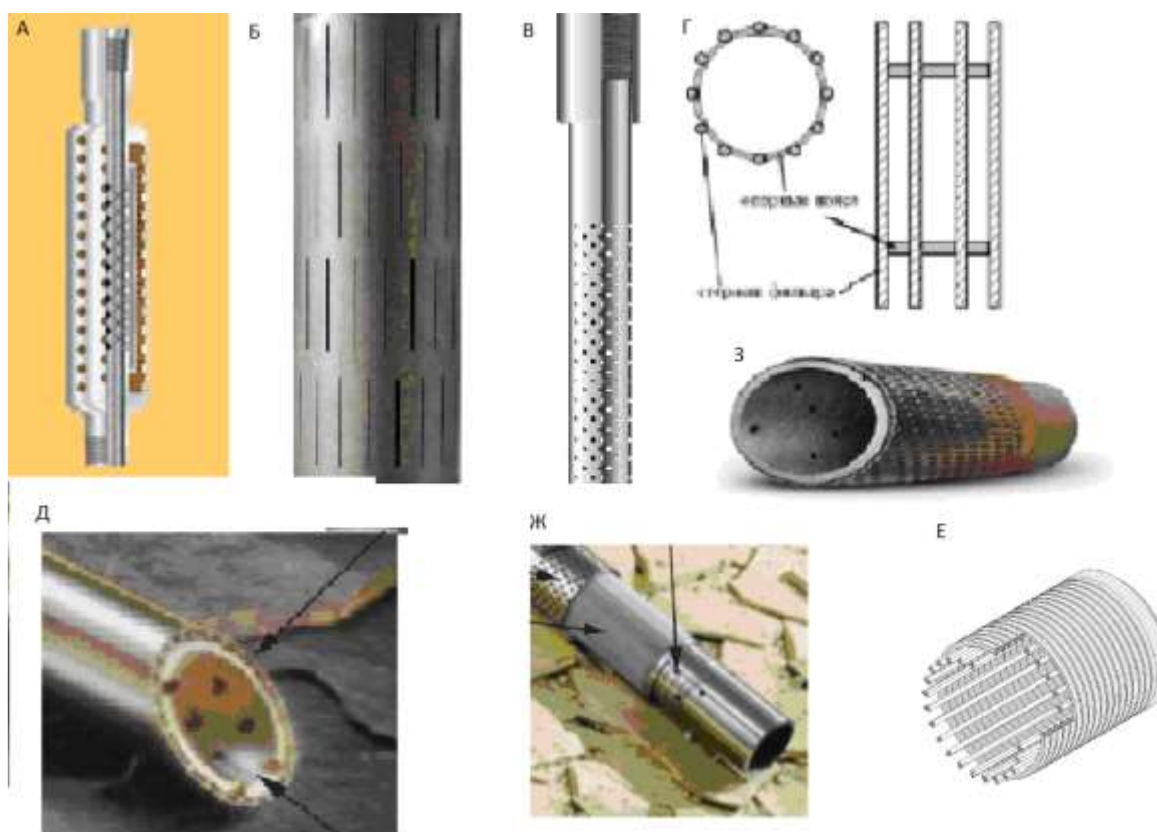


Рисунок 10- Скважинные фильтры: а) гравийный фильтр; б) целевой фильтр; в) перфорированный фильтр; г) схема каркасно- стержневого фильтра; д) проволочный скважинный фильтр; ж) сетчатый скважинный фильтр; з) целевой фильтр; е) фильтр с опорным элементом.

Основной параметр при выборе фильтра это размер выносимых частичек механических примесей. По гранулометрическому составу выносимых зерен подбирается форма и размер фильтрационных отверстий на фильтре. По мнению А.М. Пирвердяна, лучшими показателями отличаются фильтры сетчатого исполнения с размером ячеек 0,25х 1,56 мм. Подбираемые фильтры должны отвечать определенным условиям:

1. Фильтрационные свойства (тонкость фильтрации, коэффициент сепарации, регенерируемость);
2. Возможность проведения чистки фильтра химическим и механическим способом, без подъема и извлечения его из скважины;
3. Обеспечение требуемой гидродинамической связи с коллектором и устойчивость к образованию суффозий в ПЗП;

4. Иметь механическую прочность и устойчивость к агрессивной среде (коррозийное и эрозийное воздействие).

5. Ресурсные свойства (ресурс работы, грязеемкость, фильтруемость). [28; 35]

Щелевые фильтры просты в своей конструкции и могут применяться с установками любого производителя. С экономической точки зрения фильтр имеет низкую стоимость, но обладает некоторыми недостатками в эксплуатации. Ширина отверстия всегда строго фиксирована. Основным недостаток фильтра это низкая фидерность отверстий, то есть по отношению к площади всего фильтра, малое количество щелей. Расположение щелей на фильтре бывают различного порядка: симметричное расположение в ряд, шахматкой, горизонтально направленные, двойные. Состав применяемой стали у данных фильтров в основном из малоуглеродистой стали, что способствует меньшей устойчивостью к коррозионному и эрозийному воздействию. У щелевого типа фильтров входная площадь достаточно мала, при сравнении с проволочным фильтром. По конструкции щелей фильтра они бывают горизонтального и вертикального исполнения. Фильтры с горизонтальной перфорацией подвергаются меньшей деформации сужения или расширения при захвате во время извлечения ловильными инструментами при подъеме из скважины. При этом они имеют хорошую прочность на растяжение. При воздействии растяжения отверстия фильтра могут сужаться и расширяться по внутреннему и внешнему радиусу дуги. Щелевой фильтр хорошо применим для скважин с повышенным содержанием механических примесей. За счет того, что фильтр препятствует оседанию частичек на поверхность фильтра, обладает определенной устойчивостью в работе, что позволяет увеличить рабочий ресурс. Очистка фильтра возможна обратной промывкой щелевых решеток, или возможно частичное самоочищение за счет специального профиля проволоки.

Сетчатые противопесочные фильтры применяются в скважинах с открытым забоем. Данные фильтры имеют сетки, изготовленные из нержавеющей, стали, которые стойкие к химическому агрессивному влиянию



скважинной среды. Сетки дренажного исполнения имеют равномерное распределение жидкости по всей поверхностной площади стали. В данных фильтрах часто применяется техника многослойных сеток, что способствует задерживать мелкие частицы до 50 мкм и меньше, поэтому их можно применять в случае требуемой высокой очистки флюида. Недостаток фильтров проявляется в сложности ремонта в случае засорения или повреждения оборудования.

Проволочные фильтры различны по своей конструкции. Основная деталь фильтра, это применяемая профилированная проволока. Намотка проволоки происходит на каркас состоящий из параллельно направленных стержней. Существует несколько разновидностей намотки: не посредственно на трубу, намотка проволоки на подкладные ребра, желобчатый корпус, намотка на трубу с применением точечной сварки по всем действующим контактам. Особенность конструкции проволоки заключается в ее форме, она напоминает в поперечном разрезе треугольник, вершина которого направлена во внутрь фильтра, а основание соответственно расположено наружу фильтра. При откачке жидкости фильтр способен самоочищаться от мелких фракций и кольматантов, не способствуя уплотнения породы и образования цементации. Проволочные фильтры по сравнению с щелевыми имеют лучшую пропускную способность и меньше подвержены коррозией и эрозией металла. С экономической стороны проволочные фильтры на рынке стоят дороже щелевых. Лучшей эффективностью в применении считаются каркасные фильтры с отверстиями горизонтального направления. Они обладают меньшим сопротивлением и влиянием интерференции отверстий. Сетчатые и проволочные фильтры быстро разрушаются под действием агрессивных сред.

Гравийные фильтры обладают широким применением как в отечественной добычи, так и в зарубежной. Данные фильтры имеют определенные преимущества в работе:

1. Обладает равномерным притоком жидкости по длине фильтра, простота конструкции, свойства равномерны по толщине и длине конструкции;

2. Размер отверстий может быть увеличен в 6-10 раз, по причине малого сопротивления каркаса фильтра;
3. Низкое кольтационное значение процессов и низкое значение градиента гидравлического сопротивления по периметру толщины используемого фильтра;
4. Большая площадь поверхности фильтрации флюида, неограниченная форма заполнения каверны гравием;
5. Высокий показатель проницаемости по сравнению с песком коллектора за счет гравия, отсутствие тупиковых опор.

Гравийная набивка служит в качестве дополнительного укрепления продуктивного пласта в ПЗП и одновременно выполняет функцию фильтра флюида. Метод рассчитан на длительную работу (рисунок 11). Выбор материала набивки зависит от гранулометрического состава породы. Размер гравия выбирается на основе ситового анализа, где строится график распределения частичек по размерам и количеству. Размер гравия различен от 12мм до 0,6 мм, Особенность данной технологии в том, что если размер гравия будет меньшего диаметра, то повлечет за собой снижение проницаемости продуктивного пласта. В этом случае песок будет забивать поровое пространство и препятствовать перемещению флюида. Следует отметить, что гравий имеет свойство проседать и уплотняться, что приводит к частичному выносу.

Высокое применение данной техники получило распространение на территории США. Основные фирмы и компании, занимающиеся данными методами: «Halliburton», «Lynes», «B&W», «Johnson», «Baker», «Dowell», «Mobile» и др., например, фильтры производства «Johnson» имеют длину от 0,45 до 6,5 м, диаметр от 38 до 244,5 мм, размер щели от 0,152 до 6,35 мм. [34;36]

По диапазону изменения фракций песка можно определить размер щелей хвостовика (38):

$$2 \left[ D_s + \frac{D_1 + D_s}{2} \right] \quad (38)$$

где  $D_s$ ,  $D_1$ -диаметр соответственно наиболее мелких и крупных зерен.

Фильтр- каркас гравийной набивки должен отвечать следующим требованиям:

- Зерна гравия должны хорошо фиксироваться и препятствовать забиванию выносимого песка;
- Обеспечивать высокую гидропроводность;
- Обеспечивать стойкость к влиянию коррозии и эрозии;
- Должен обладать высоким показателем механической прочности.

[36]

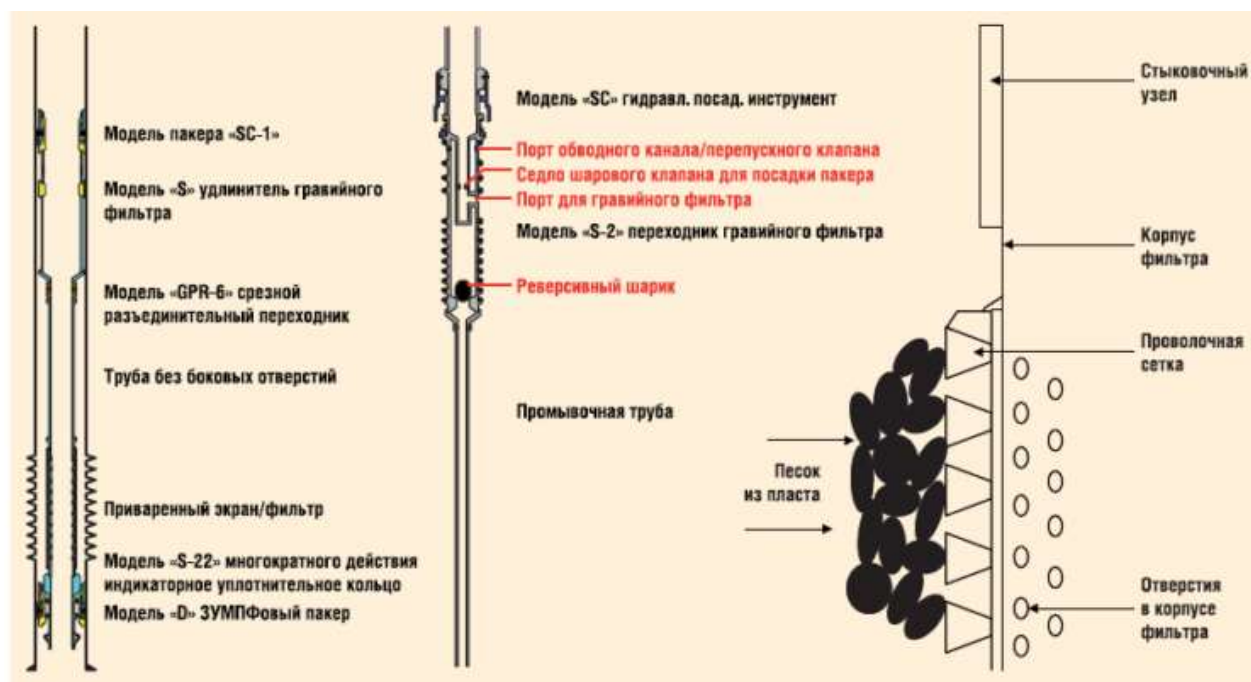


Рисунок 11- Гравийный фильтр

У подвесных и щелевых гравийных фильтров существует общий недостаток, это образование непроницаемого массива между стенкой скважины и стенкой фильтра, что влечет за собой уменьшение нефтеотдачи и продуктивности добычи, в связи с этим возникают сложности в извлечении флюида.

Металлокерамические фильтры изготавливаются методом порошковой металлургии. При эксплуатации и спуске данного фильтра наблюдается недостаток, проявляющийся в пористой среде самого оборудования, где происходит кольтматация глинистыми частицами породы. Металлокерамические

фильтры не имеют контакта между продуктивным пластом и применяемым фильтром. Выдерживают малые скачки давления, от 0,8 до 2,0 МПа. [35]

Технология развития по борьбе с механическими примесями постоянно развивается, это зависит от сложности добываемого флюида и дополнительных особенностей коллектора и выносимых частиц. Например, фильтр производства АО «НовометПермь» ЖНШ применяют щелевые решетки V образного типа, состоящей из проволоки высокопрочного исполнения, стальная не поддающаяся влиянию коррозии. Применение фильтра в составе УЭЦН. Фильтр применим для улавливания частиц размером 0,1-0,2 мм. Фильтр способен самоочищаться за счет вибрации УЭЦН, что способствует уменьшению времени на ТРС. Помимо всех достоинств, есть и недостатки, это увеличение общей длины УЭЦН, применение фильтра только с газосепаратором, зависимость от размера установки погружения. Применение фильтра зависит от максимальной нагрузки на вал. При осложненных условиях в виде глины и др., происходит засорение поверхности фильтра и при самоочищении, крупные частицы породы отбиваются от проволоочной конструкции фильтра и засоряют забой скважины.

Устройства для защиты УЭЦН специалисты фирмы АО «Новомет-Пермь» разработали ряд технических устройств, которые помогают предотвратить вынос механических примесей перед входом в насос (таблица 3). [37]

Таблица 3 -Устройства для защиты УЭЦН производства АО «Новомет-Пермь»

Принцип действия	Название
Фильтр объемного действия	ФСД (фильтр скваженный дисковой)
Фильтры поверхностного действия	ФВЩ (фильтр входной щелевой); ФСЩ (фильтр скважинный щелевой)
Инерционные сепараторы	ФГС (фильтр скважинный гравитационный)
Комбинированные устройства	ФСГЩ (фильтр скважинный гравитационно-щелевой); ФСК (фильтр скважинный каскадный)
Центробежные сепараторы	ШУМ (шламоуловитель модульный); ПСМ (сепаратор механических примесей)

Фильтр проволочный типа ФС-73 производитель ОАО «Тяжпрессмаш». Установка фильтра на пакере ниже УЭЦН, его преимущества и недостатки занесены в таблицу 4.

Таблица 4- Преимущества и недостатки фильтра ФС-73 производства ОАО «Тяжпрессмаш»

<b>Преимущества</b>	<b>Недостатки</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Возможность СПО УЭЦН без подъема фильтра;</li> <li>- Высокая пропускная способность (до 400 м<sup>3</sup>/сут) в независимости от габаритов УЭЦН.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Увеличение времени на ТРС (дополнительная подготовка ствола, с последующей установкой);</li> <li>- Риски преждевременного распакования пакера при СПО и наоборот;</li> <li>- Риск повреждение пакера;</li> <li>- иск прихвата и аварии при извлечении фильтра;</li> <li>- Пропуск КВЧ и проппанта при негерметичности пакера;</li> <li>- Засорение фильтра в отсутствии притока;</li> <li>- Фильтр спускается только после подтверждения потенциала скважины.</li> </ul>

В ООО «РН- Юганскнефтегаз» опыт борьбы с механическими примесями с различными фильтрами и фильтрующими устройствами. Основные применяемые фильтры показаны в таблице 5. [34]

Таблица 5- Применяемые фильтры по борьбе с мехпримесями в ООО «РН- Юганскнефтегаз»

Группа	Наименование	Производитель	Краткое описание	Фильтроэлемент	Тонкость фильтрации мкм
Забойные	Фильтр скважинный ФС-73	ОАО «ТЯЖПРЕССМАШ»	Щелевой фильтр, устанавливается в зоне перфорации с помощью отсекающего пакера ЗПОМ-Ф и комплектов переводников (2 переводника-нижний безопасный и верхний с левой резьбой)	Высоколегированная сталь	300
Под УЭЦН	Фильтр-насадка ФНТ	АО ПО «СТРОНГ»	Щелевой фильтр с пакером ПРС-146, устанавливается под УЭЦН. Крепится к корпусу ПЭД	Высокопрочная профилированная нержавеющая сталь	200
В составе УЭЦН	ШУМ	АО «НОВОМЕТ-Пермь»	Работает в составе погружной установки в качестве дополнительной модуль- секции, устанавливаемой между входным модулем или газосепаратором и нижней секцией насоса.	Для взвешенных твердых частиц	Все размеры
	МВФ	АО «НОВОМЕТ-Пермь»	Работает в составе погружной установки в качестве дополнительной модуль- секции, выполняет роль входного модуля. Устанавливается между гидрозащитой и нижней секцией ЭЦН. Возможна установка только газосепаратора без входного модуля.	Многослойный	250
	ЖНШ	АО «НОВОМЕТ-Пермь»	Щелевой фильтр, работает в составе погружной установки вместо входного модуля. Устанавливается между гидрозащитой и нижней секцией ЭЦН. Возможна установка только газосепаратора без входного модуля.	Высокопрочная профилированная нержавеющая сталь	200
	ЖНША	ОАО «Алнас»			

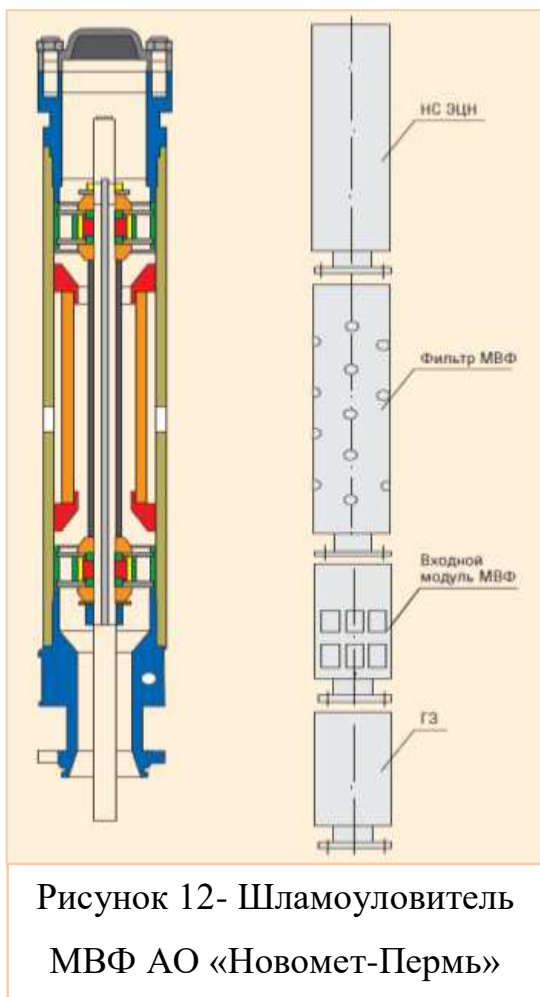


Рисунок 12- Шламоуловитель  
МВФ АО «Новомет-Пермь»

Очистку от механических примесей помимо фильтров применяют различные шламоуловители.

Шламоуловитель производства АО «Новомет-Пермь» МВФ, состоит из нескольких фильтрующих слоев, которые изготавливаются из пеноникеля с фильтрацией частиц более 0,25 мм. Достижимая пористость значительна и приравнивается к 99% (рисунок 12). Данная конструкция выполняет функцию, как дополнительная секция модуль. Применение данного фильтра обязательно с газосепаратором. Установка крепится в состав УЭЦН. Преимущество фильтра заключается в обеспечении пути прохода жидкости при засорении элементов фильтра,

это происходит при помощи пластичных клапанов. Недостатки шламоуловителя заключаются в увеличении общей длины УЭЦН и частицы механических примесей и зерна проппанта остаются в фильтре. Дорогостоящее обслуживание в ремонте при его повреждении. Существуют ограничения по передаваемой валом мощности (таблица 6). Применимы шламоуловители ШУМ 5Д отличительная особенность в приеме механических примесей всех размеров в том числе проппант. Недостатки схожи с МВФ, единственное быстрое засорение фильтра при высоком выносе КВЧ и, следовательно, истончение стенки. Данные виды фильтров не применимы после гидроразрыва пласта. [1]

Таблица 6- характеристики шламоуловителей производства АО «Новомет-Пермь»

Наименование		Передаваемая валом мощность кВт	Максимальный расход м³/сут	Размер улавливаемых частиц мм
МВФ	Габарит 5	85	125	Более 0,25
	Габарит 5А	140	280	Более 0,25
ШУМ 5Д	Габарит 5	215	125	Все частицы
	Габарит 5А	240	250	Все частицы

Так же применимы погружные сепараторы, скважинные фильтры-кожухи для УЭЦН, фильтры насадки ФНТ, десендеры (принцип центрифужного диффузора), десендеры устанавливаемые на конструкцию паркера, обратные клапаны КОШ-73, шламовые трубы, компактные клапанные устройства и т.д. [1]

Десендеры относятся к погружной установке, применимы в скважинах с осложненными условиями: механические примеси, солеотложения, влияние свободного газа. Десендеры разработаны трех видов гидроциклонного типа, инерционного и гравитационного, так же разработаны десендеры устанавливаемые на пакере (рисунок 13). [1]

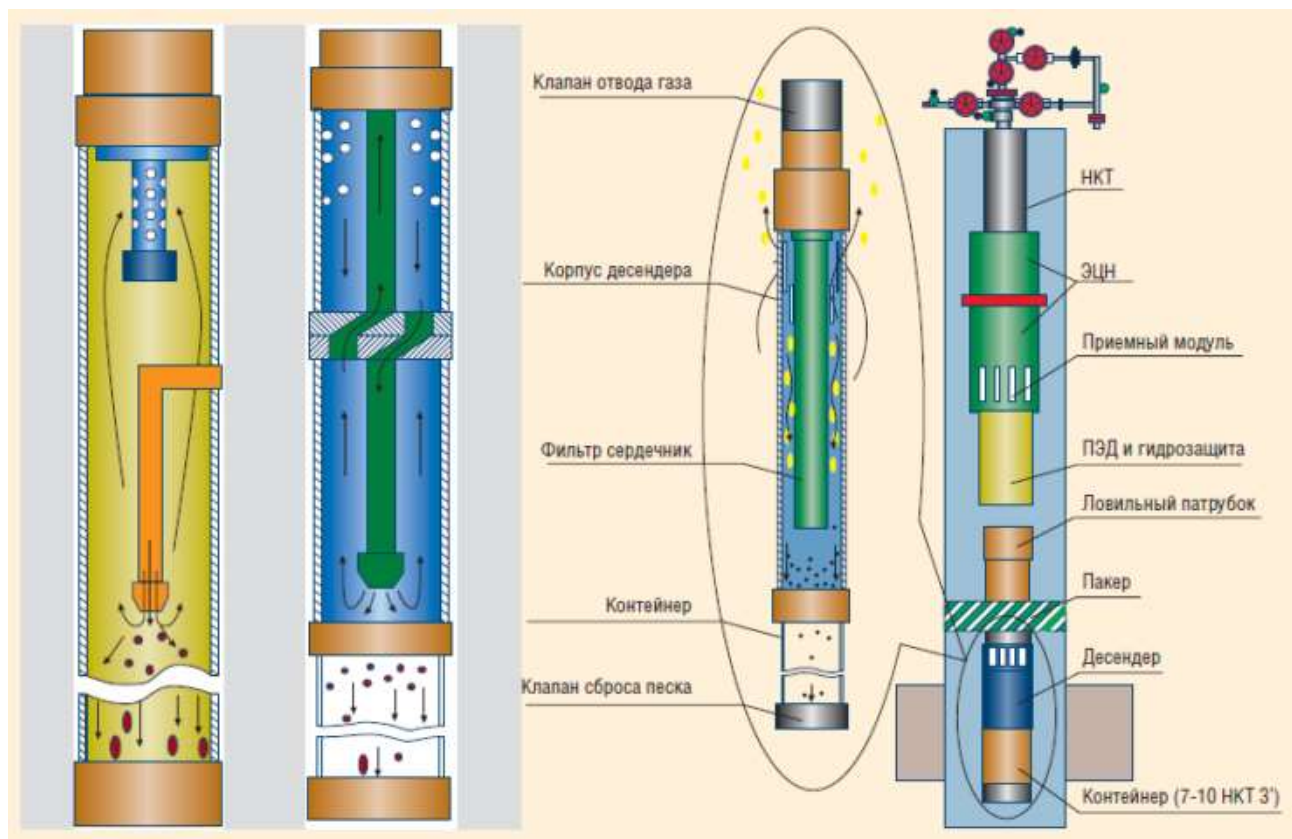


Рисунок 13– Десендеры устанавливаемые на пакере



Гравитационный сепаратор производства АО «Новомет- Пермь» способен отделить частицы размером 100 мкм и более. Произведены комбинированные устройства сепараторов, которые сочетают в себе гравитационный фильтр и фильтр поверхностного действия. Данный метод комплектации улучшил свойства отчистки и увеличил продолжительность работы устройства (таблица 7). [36]

Таблица 7- Эффективность инерционного сепаратора

Механические примеси	Пропант 30/60	Смесь 20/40+100 Mesh	Песок 100 Mesh
Средний размер частиц, мкм	463	376	166
Коэффициент сепарации, %	98,3	97,1	93,8

Производством десендеров занимается компания Wood Group ESP, десендеры под названием Sandcat располагаются ниже погружной установки. Использование паркера обязательно. Принцип работы центрифужного диффузора с функцией отделения песка. Данный фильтр устанавливается ниже УЭЦН, его плюсы и минусы занесены в таблицу 8. [1]

Таблица 8- Достоинства и недостатки десендера Sandcat

Достоинства	Недостатки
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Отсутствие движущихся частей;</li> <li>- Самоочищение за счет вибрации УЭЦН;</li> <li>- Простота и легкость монтажа;</li> <li>- СПО в составе УЭЦН.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Риск преждевременного распакования при посадке, или нераспакования при посадке;</li> <li>- Риск повреждения паркера;</li> <li>- Риск прихвата и аварии;</li> <li>- Пропуск КВЧ при негерметичности паркера.</li> </ul>

## 2.3 Анализ технологий крепления призабойной зоны

### Укрепление пласта физико- химическими методами

Укрепление призабойной зоны физико- химическими методами менее разнообразен, чем механизированные и химические методы. Основные принципы закрепления, это коксование и закрепление при помощи пропанта в сочетании физических показателей (температура, давление и. т.д.) и химических методов (продукты реакции, химреагенты и т.д.).

Коксование — это термическое воздействие на пласт. Применяется в основном на ранних стадиях разработки с высоковязкой нефтью. Воздействие на пласт происходит методом окисления нефти, при поступлении горячего воздуха в призабойную зону пласта. В процессе образуется кокс, по свойствам очень вязкая структура, которая скрепляет скелет коллектора. Данная технология применяется на неглубокие скважины и осложняется за счет использования теплового генератора для нагрева воздуха до требуемой температуры.

Большое распространение по закреплению ПЗП получила технология при помощи проппанта. Данная технология применима при гидроразрыве пласта. При использовании данной технологии рассчитывается количество проппанта от ширины расклиненной трещины с учетом прочности и размера гранул проппанта. Самые высокопрочные гранулы- это боксит и ISP (Intermediate Strength Proppant- проппант средней прочности, синтетический). Они применяются при высоких показателях механических напряжений с сохранением большого процента проницаемости. В скважинах возможен вынос проппанта, на это влияет несколько факторов: широкие трещины со слабыми расклинивающими перемычками между стенками, высокий дебет скважины (высокое трение жидкости), плохо закрепленный проппант. Для закрепления проппанта существует несколько способов: форсированная фиксация, обработка смолами, применение проппанта с отверждаемым в пласте смоляным покрытием и крепление проппанта волокнами.

Форсированная фиксация заключается в фиксации трещины до того, как проппант успеет осесть в трещине. При данной технологии отдача жидкости после ГРП происходит сразу после завершения нагнетания. Преимущества данной технологии, это ширина трещины уменьшается до меньшего размера требуемой ширины, для образования оптимальной перемычки необходимой устойчивости. [30]

Обработка смолами позволяет связать проппант в коллекторе, не влияя на проницаемость. Суть технологии заключается в закачке смолы в трещины, которая скрепляет гранулы проппанта по периметру окружности скважины. Так

же существует проппант с покрытием отверждающейся смолой (RCP проппант, смолы «Геотерм», полимерное покрытие зерен (ООО «ФОРЭС») и т.д.). В этом случае проппант закачивается в трещины на завершающей стадии ГРП, после чего скважина закрывается на определенное время. Под действием температур, напряжений, и времени, оболочки проппанта склеиваются между собой и отверждаются, создавая прочную структуру, которая способна противостоять вымыванию зерен и разрушению коллектора, с высокой проницаемостью и прочностью. [30, 31]

Технология концевое экранирование TSO позволяет обеспечить равномерное напряжение по распределению проппанта, и препятствует неблагоприятному распространению трещин, и выносу проппанта (плотная упаковка зерен). [30, 31]

Еще одна методика скрепления проппанта при добавлении стекловолокна PropNET в проппантовую пачку. Данный метод работает по принципу вплетения стекловолокна между проппантом. Волокна по своим характеристикам длиннее проппанта в несколько раз, что позволяет обволакивать и переплетать зерна между собой, на одно волокно ориентировочно приходится пять частичек проппанта. Данная сетка отвечает требованиям закрепления ПЗП по прочности и устойчивости к действующим на них силам. Стекловолокно закачивают одновременно с зернами проппанта в составе рабочей жидкости. Проницаемость данной сетки выше, чем при технологии закачки проппанта со смоляным покрытием. [30, 31]

Технология закрепления проппанта волокнами позволяет сохранить гибкость трещины для притока и удержание зерен без химического воздействия для отверждения. Особенность этого метода в том, что транспортировка закачиваемого проппанта не зависит от значения вязкости флюида (рисунок 14). Воздействие волокна на проницаемость минимально, что способствует хорошей транспортировки флюида, размещение и сцепления проппанта. Нерегулярная структура закрепления проппанта и отсутствие зависимости от вязкости

жидкости позволяет скрепить проппант с адаптацией к геометрии и условиям трещины. [30, 31]



Рисунок 14- Схема транспортировки проппанта по технологии FiberFRAK

В условиях слабосцементированного коллектора, применимы химические методы крепления пласта. Данный вид применим в основном для подводных скважин, где за счет укрепления породы, уменьшаются затраты на ремонтные остановки и аварийные ситуации.

Укрепление пластов химическими методами.

Технология укрепления пласта химическими методами применяется достаточно давно. Суть данных технологий заключается в укреплении неуплотненного песка и предотвращении его выноса, с максимальным сохранением проницаемости. Данные методы являются искусственными, которые помогают закрепить породу связывающими веществами. Основные применяемые составы: кремнийорганические смолы, эпоксидные, сланцевые, резорцинформальдегидные, резорцинформальдегидные, ацетонформальдегидные, полиуретановые полимеры, фурфуроловые спирты, фенолформальдегидные смолы, карбамидные смолы и т.д. Все эти системы основаны на соотношении «песок- твердый- полимер», при помощи адгезии частичек полимера на границе между фазовыми составляющими песка. Метод закачки смол: тампонирующее под давлением. Тампонажные реагенты на базе синтетических смол активно применяются при ремонте скважин. Данные методики применяются с

минимальными временными и экономическими затратами. В таблице занесены основные применяемые составы и их характеристика (таблица 9). [25; 26]

Закрепление призабойной зоны пласта химическим способом является экономически выгодной и менее энергозатратной технологией. Она позволяет при помощи вяжущих материалов закрепить слабосцементированную породу.

Таблица 9- Характеристика применяемых химических составов на газовых и нефтяных месторождениях

Группа химических реагентов	Формула основного вещества	Отвердитель (добавка)	Растворитель
Кремнийорганические соединения	Алкоксисилан и его производные или органофункциональная группа.	Вода и специальные добавки	Вода, ксилол, ароматические растворители и др.
Конденсационные смолы на основе формальдегида (карбамидоформальдегидная смола, резорцинформальдегидная, фенолформальдегидная и т.п. )	Карбамидоформальдегидная смола – продукт поликонденсации карбамида с формальдегидом.	Специальные добавки (или температура 90 0С,) формалин, уротропин, органические и минеральные кислоты, щелочи.	Керосин, ацетон, вода и др.
Эпоксидная смола	Эпоксидная смола – продукт конденсации эпихлоргидрина с бисфенолом А, n = 0-25	Полиамины, многоосновные кислоты и др.	Кетоны, эфиры, спирты и др.
Уретановый предполимер	Полиуретаны - продукт взаимодействия соединений, содержащих изоцианатные группы с би- и полифункциональными гидроксилсодержащими производными.	Вода	Низшие кетоны, спирты и др.

Основные составляющие кремнийорганических высокомолекулярных соединений это кремний и углерод. Соединение является изолятором водопритоков и сопутствующим реагентом, закрепляющим призабойную зону пласта. Соединения по внешнему виду гелеобразны, малорастворимые, подвергаются гидролизу и образуют гель кремниевой кислоты. Эти гели образуют структурный каркас с увеличением вязкости геля с последующим

отверждением и сжатием структуры (напоминающей камень). Достаточно термостойки и могут подвергаться высокотемпературному режиму. Недостаток данных реагентов, уменьшение проницаемости пласта, это происходит из-за заполнения полного порового пространства. В связи с этим возможно дополнительное добавление газообразователей: хлорида аммония и нитрата натрия, что приводит к образованию пористой структуры, с показателем проницаемости до 60% от изначального значения.

Конденсационные смолы на основе формальдегида (карбаминоформальдегидная смола, резорцинформальдегидная, фенолформальдегидная и т.п.). Это в основном двухкомпонентные, или несколько компонентные системы, которые применимы со специальными веществами затвердителями. Карбаминоформальдегидная смола по внешнему виду белого цвета жидкого фазового состояния, с низким показателем вязкости. Слабовязкая структура позволяет проникать в самые низко проницаемые пласты породы. В последствии добавления регулирующего вещества pH среду, смола затвердевает, становясь массой напоминающей свойства резины. Производство данной смолы достаточно распространено, что является основополагающим конкурентной среды в ценообразовании ее стоимости. Данный состав преобразовываясь реагирует в течении 4-6 часов после закачки в пласт, который способен выдерживать скачки давления и обладает высокой фильтрацией (рисунок 15). Применение данного реагента снижает проницаемость на 35-40% от изначального значения. Свойства прочности скрепления в районе 2 МПа. Данный состав применялся компанией ООО «Зиракснефтесервис» для ликвидации негерметичности эксплуатационных колонн и ликвидации заколонной циркуляции жидкости при высоких значениях температуры 130-150 °C. [25; 27]

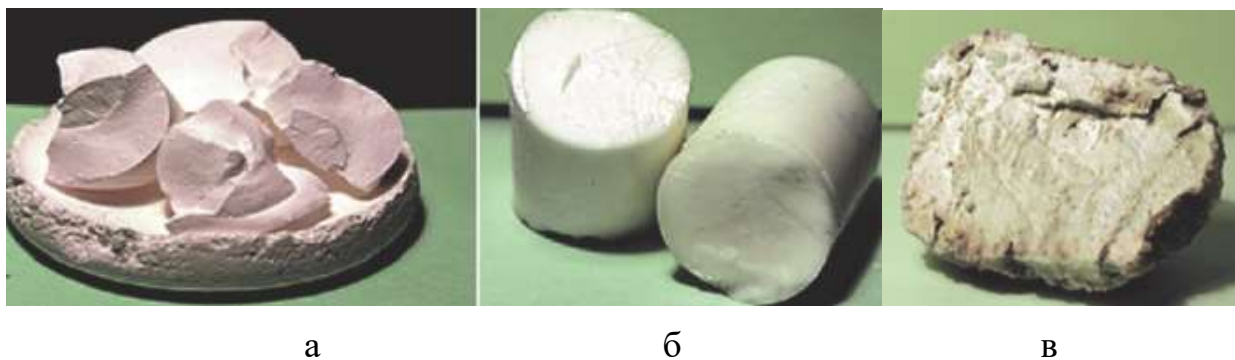


Рисунок 15- а, б) Отвержденная тампонажная масса состава для ремонтно-изоляционных работ; в) Образец отвердившего реагента из скважины глубиной 2600 м.

Резорцинформальдегидная смола в ее состав входит параформ, что позволяет отверждение в щелочной среде, как правило среду создает буровой раствор или пластовая вода. При данном методе, температура реакции должна соответствовать до 60 °С и выше, для обеспечения дополнительной пористости материала за счет выделения аммиака и диоксида углерода в процессе отверждения состава. Фенолформальдегидная смола служит для укрепления ПЗП газовых и нефтяных скважин. В ее состав входит формальдегидная смола, основой реакции является сульфокислотная среда, где происходит поликонденсация и отверждение реагента в пластовых условиях. В ходе реакции создается достаточно прочный фильтр в ПЗП с сохранением свойств проницаемости. Прочностные свойства фильтрационного коллектора в районе 10 МПа.

Эпоксидная смола по своей природе имеет высокую вязкость. Пред закачкой в пласт ее предварительно разбавляют, состав композиции 50% эпоксидной смолы и 50% метанола. В качестве растворителя применяют в основном метанол, катализатором реакции выступают классы аминов. Объем добавляемого отвердителя регламентируется в расчете индивидуальных характеристик коллектора. В процессе применения прочность фильтра достигается до 11 МПа, причем проницаемость частично теряется в районе 67 % от начального показателя. [25]

Уретановый предполимер характеризуется, как оптимальный по прочности и проницаемости реагент при закреплении песчаного коллектора. Уретановый полимер технологии ИПНГ- Пласт2, позволяет реализовать полимерный фильтр до 6 МПа, с сохранением проницаемости (потеря проницаемости не более 15-20%). Данная методика поэтапна, изначально поровое пространство заполняется предполимером безводной жидкостью, затем добавляется растворитель в виде низшего кетона, в заключение добавляется вода с дальнейшей реакцией отверждения. При изучении взятых образцов породы при помощи сканирующей электронной микроскопии (СЭМ), позволило более детально рассмотреть проницаемость, наличие свободного пространства и область скрепления частиц (рисунок 16). За счет значительного объема порового пространства коллектор имеет высокую проницаемость.

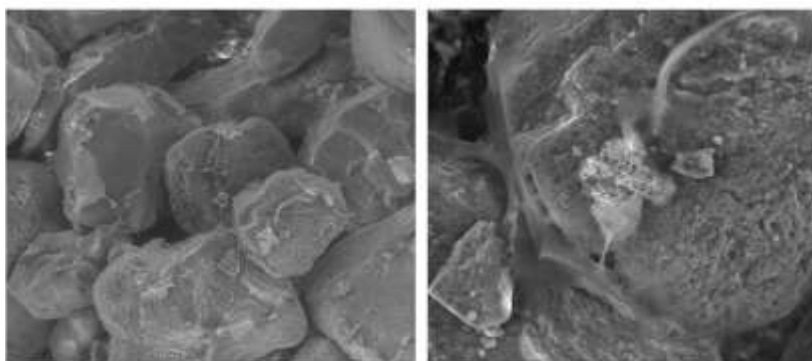


Рисунок 16- Изображение кварцевого песка, скрепленного системой ИПНГ-Пласт2 полученные с помощью СЭМ

Прочность данного фильтра не превышает 6 МПа и показатель проницаемости нефтяным флюидом 80-85% по соотношению к начальному значению.

При использовании основных перечисленных химических составов большое значение имеет способность пород сопротивляться силам, действующим на пласт. Химические составы способны упрочнить коллектор, с разными прочностными и фильтрационными показателями. Реагент подбирается индивидуально по геологическим характеристикам скважины. Данные методы позволяют сохранить коллекторские свойства и возможность вторичного вскрытия с минимальными потерями и затратами энергоресурсов. [26]



Технология использования смолы «ЛИНК», это скрепляющий раствор смолы. При воздействии на пласт возникает пористая среда, напоминающая пензу. Основа такого состава- это полимер, с добавкой закрепителя и газообразователя. При реакции раствор пенится и затвердевает, после чего образуется высокопористая среда, которая закрепляет песок не давая разрушаться коллектору. Причем в отличии от других химических воздействий технология «ЛИНК» отличается высокопроницаемой структурой, которая частично заполняет поровое пространство, не создавая монолитный экран.

На объектах Покурской свиты преобладает проблема большого выноса механических примесей и высокой коррозионной активности в ПАО «Варьеганнефтегаз» по опыту борьбы с механическими примесями применяет различные методы решения, одно из них применение технологии крепления ПЗП «Линк» для начала данная разработка внедрялась на скважинах, которые не эксплуатировались, даже с винтовыми насосами, наработка одной из скважин составляла 7 суток. После внедрения технологии «Линк» наработка составила три месяца, что дало толчок к внедрению на другие скважины. Так же внедрение помогло снизить обводненность в некоторых скважинах и помогла вывести скважины из бездействия с после 100% обводнения продукции (рисунок 17).

[27;29]



Рисунок 17- Нарработка на отказ по скважинам Покурской свиты до и после применения технологии «Линк», 2009 г.

## **2.4 Подбор технологии и технологических показателей добычи нефти в условиях интенсивности выноса механических примесей**

Наиболее эффективный механизированный метод решения добычи высоковязкой нефти получил винтовой насос. Он позволяет добывать высоковязкую нефть с большим выносом механических примесей и абразивных частиц не забиваясь. Характеристики винтового насоса — это работа в усложненных условиях где: высокий дебит, глубина по вертикали, температурные режимы, кривизна ствола скважины, высокая плотность флюида.

При добыче в малodeбитных скважинах насосные установки, должны соответствовать определенным требованиям:

- Обладание высокого КПД при малых подачах и пониженных показателях пластового давления;
- Работоспособность при откачке пластового флюида различных составов и свойств;
- Создавать депрессию для лучшего дренирования пласта;
- Создавать плавное движение флюида в проточной части насоса и лифтовых трубах без скачков динамического уровня.
- Возможность изменения режима работы, в связи с изменениями показателей пласта;
- Низкая себестоимость, минимальные затраты к техническому обслуживанию;
- Соответствующий тип, размер по напорно-расходным показателям и характеристикам энергозатрат.

Отличительная черта винтового насоса, это наличие червячного винта, который приводится во вращательное движение находящийся в резиновой обойме. При заполнении полостей жидкостью, обойма поднимается вдоль оси червячного винта.

Устройство УВНП:

- Поверхностный привод, скважинное оборудование;

- В состав привода входит: редуктор, электродвигатель, опорно-уплотнительный узел, станция управления;

- В состав скважинного оборудования входит: погружной винтовой насос, якорное устройство, лифтовая колонна, вращательная колонна (рисунок 18). [37]

Данный насос позволяет перекачивать жидкость без пульсаций равномерным потоком, это позволяет извлекать флюид с одинаковой напорной и расходной динамикой и постоянной действующей депрессией на пласт. Отсутствие клапанов позволяет обеспечить минимальное погружения насоса под динамический уровень за счет минимальных гидравлических сопротивлений в поглощающем промежутке насоса. При низких оборотах вращения штанг и насоса позволяет сократить расходы мощности и повысить КПД установки. При вращении штанг, создается неизменный динамический уровень и условия для лучшего дренирования коллектора. Частота вращения применяется в диапазоне от 10 до 280 об/мин. [37]

Работоспособность установок при низких частотах вращения обеспечивается за счет применения запатентованных конструкций поверхностного привода и многозаходного профиля рабочих поверхностей УВНП. Многозаходный профиль отличается более жесткой напорной характеристикой при низких частотах вращения винта, увеличенным рабочим объемом, уменьшенными осевым и радиальным габаритами. Конструкция насоса компактна по габаритам и массе. [37]

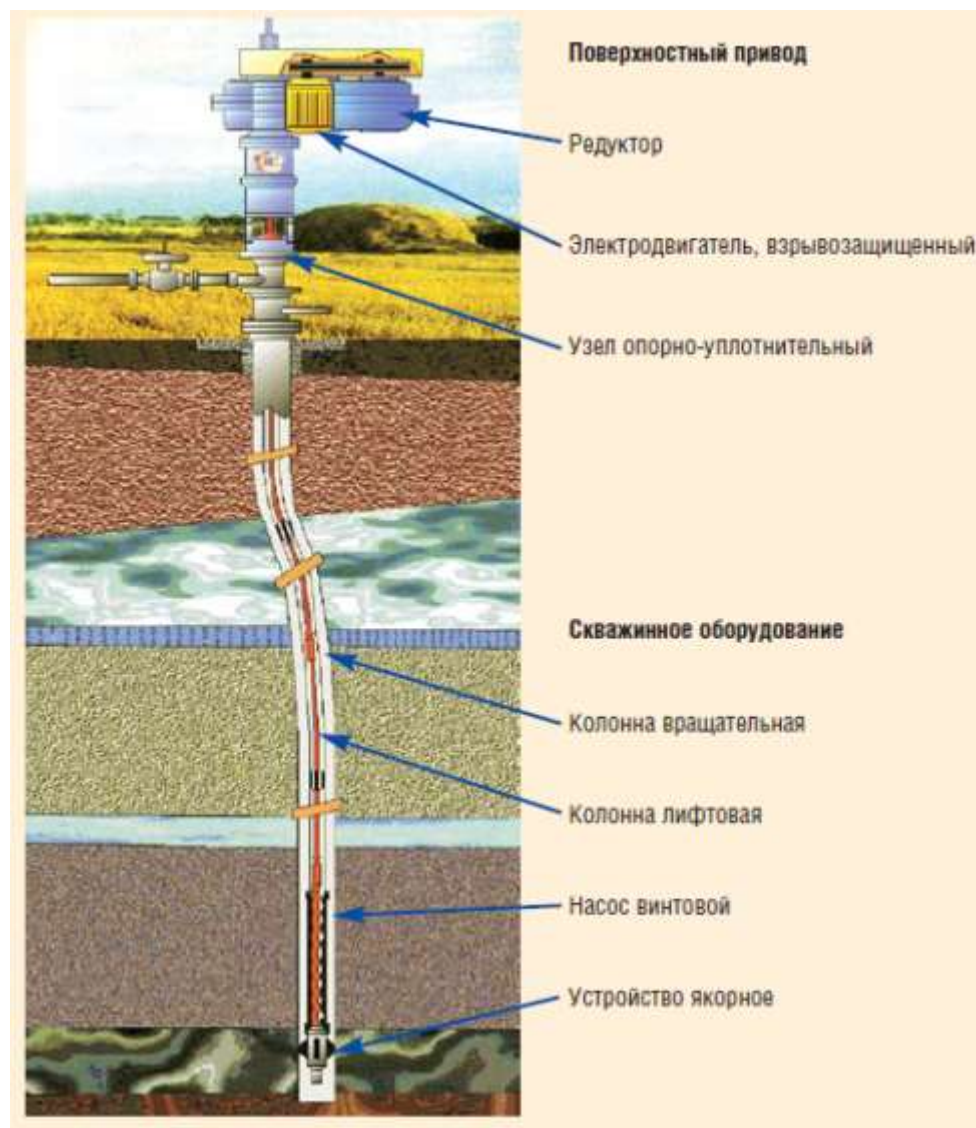


Рисунок 18- Общий вид установки погружных винтовых насосов

По виду винтов они делятся на две модели: одновинтовые и двухвинтовые. Двухвинтовые модели применяются в работе с высоковязкими флюидами, такими, как гудрон, мазут и т.д. Так же применимы с высоким содержанием газа до 90%. Легко переносят перепады температур максимальный показатель рабочей температуры 450 °С, причем температура внешней среды может достигать -60 °С.

Существует два вида винтовых насосов:

- Электровинтовые насосы (ЭВН);
- Винтовые насосы однопоточные (ВНО).

Электровинтовые насосы относятся к погружному оборудованию, состав установки расположен на поверхности и состоит из станции управления и трансформатора. Данный вид применяется при добычи высоковязких флюидов.

Винтовые насосы однопоточные входят в состав установки состоящей из управления и электрического привода. Распространенное применение при высоких диаметрах труб не менее 121,7 мм. При движении винта между резиновой обоймой и самого винта образуются непроницаемые полости, заполненные добываемым флюидом, за счет движения винта, жидкость поднимается на верх. Принцип действия винтового насоса показан на рисунке 19. [40]

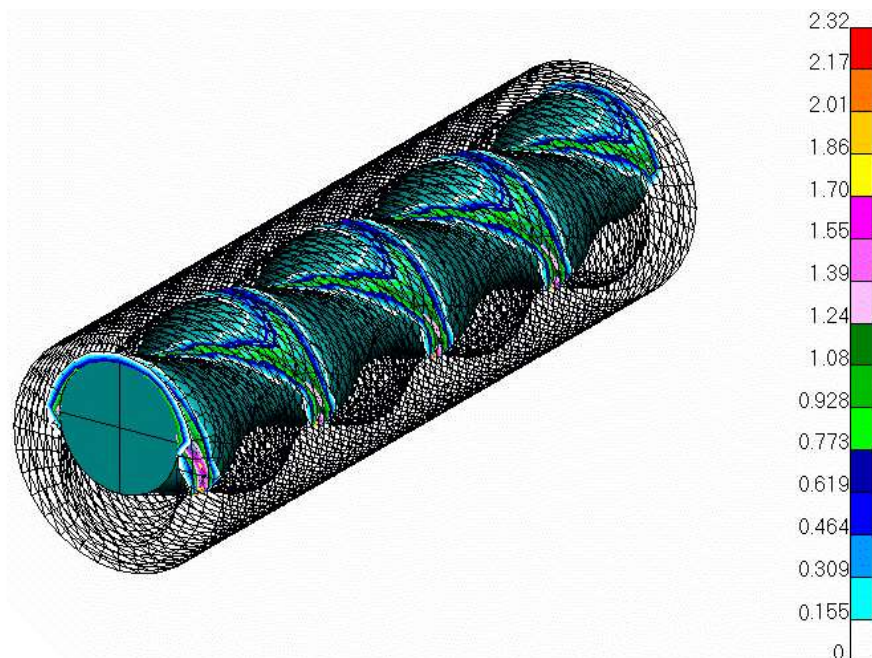


Рисунок 19- Контактные напряжения при работе винтового насоса  
(МПа)

Применением в УЭВН заинтересовались многие добывающие фирмы, такие, как ПАО «Варьеганнефтегаз», ПАО «Лукойл», ООО «РН-Пурнефтегаз», ПАО «Татнефть», ПАО «НК «Роснефть». Применяются винтовые насосы на месторождениях различных регионах РФ: Верхнесалымское, Самотлорское, Вань- Ёганское, Рогожниковское, Русское, Усинское, Москудынское, Кряжевское, Бугровское, Этышское, Ивановское, Юрчукское, Гремихинское, Киенгопское, Чутырское, Радаевское, Чутырское, Киенгопское, Гремихинское и

др. Очень активно применение штанговых винтовых насосов в Татарстане, например в процентном соотношении внедрения от всего фонда скважин предприятия: АО «Татнефтеотдача»-33%, АО «Иделойл»-21%, АО «Шешмаойл»-18%, в АО «Татех»-12%. В основном применение винтовых насосов используются импортного производства компаний: KUDU(Канада), NETZSCH (Германия), Weatherford (США), Schoeller- Bleckmann (Австрия). [41]

Область применения винтового насоса производства АО «Новомет» с нижним приводом в малodeбитных и среднедебитных скважин (до 150 м<sup>3</sup>/сут), вязкость добываемой продукции высокая 600- 1000 сСт, содержание газа на приеме насоса до 50%, солеотложения и механические примеси до 2 г/л, допустимо применение на горизонтальных и искривлённых скважинах. Выполняемые задачи:

- Длительная работа без отказов;
- Добыча флюида с высоким значением плотности, вязкости (так же распространяется на битуминозную нефть);
- Возможность работы с низким и нестабильным притоком.

Основные характеристики УВНП показаны в таблице 10. [37]

Таблица 10- Общие характеристики установки винтовых погружных насосов

Показатель	Значение
Напор, м	До 2000
Подача , м <sup>3</sup> /сут	1-340
Мощность привода, кВт	2-60
Вязкость жидкости, мПа*с	Не более 10000
Содержание мехпримесей, г/л	2,5 и более
Газосодержание, %	60 и более
Рабочий диапазон частоты вращения винта и штанговой колонны, мин <sup>-1</sup>	10- 280
Масса поверхностного привода, кг	350-600
Набор кривизны, градус/10м	1

Простота конструкции позволяет значительно экономить на отсутствии затрат на наземный привод, редуктор, штанги делает вид погружного оборудования крайне перспективным и позволяет повысить рентабельность добычи на многих скважинах.

Для предотвращения образования механических примесей и частичное их удаление возможно при технологии режима «встряхивания». Данный режим является периодическим производится со станции управления УЭЦН. При данном режиме увеличивается частота вращения ПЭД, вследствие чего увеличивается поток жидкости и механические примеси частично выводятся из стабильного состояния и уносятся потоком на поверхность. Данный режим применим для предотвращения оседания мехпримесей. При методе встряхивания установка работает на значительных перегрузках, по причине скачка скорости потока в сторону увеличения.

Распространенный метод ограничения выноса песка является уменьшение депрессии на пласт. Это зависит от прочности коллектора. Чем меньше сцепление между частичками, тем меньше допустимое значение депрессии. Регулирование данного параметра зависит от порогового значения, при котором коллектор начинает разрушаться. При выявленном значении возможна корректировка влияния. В основном на месторождениях выбирают завышенное значение депрессии для увеличения притока. В случае высоковязкой нефти данный метод не допустим. По причине свойств добываемого флюида. В этом случае нефть выполняет роль цемента продуктивного пласта. В случае увеличении депрессии и теплового воздействия на пласт, приток нефти увеличивается, в то же время коллектор разупрочняется и частички породы выносятся вместе с добываемой жидкостью. Регулирование депрессии напрямую зависит от напряженного состояния пластов и способность выдерживать пороговые перегрузки. Депрессию пласта требуется удерживать на значениях ниже критического уровня, это позволит сократить образования пескопроявления.

## **2.5 Автоматизация процесса добычи нефти в условиях интенсивного выноса механических примесей**

Большое количество осложнений можно миновать, если выявить их на ранних стадиях проявления. Это обеспечит большую экономию времени и затрат

на добычу. На опыте ТПП «Лангепаснефтегаз» в 2009 году, активно начали внедрять погружную термоманометрическую систему по выявлению засорения механическими примесями на ранней стадии их накопления. По отчету на 1 января 2010 года, внедрение оборудования на действующий фонд скважин, новыми системами отслеживания ТМС было задействовано порядка 10% УЭЦН. По плану на дальнейшее внедрение и использование данного погружного оборудования запланировано задействовать порядка 30% действующего фонда.

При помощи телеметрии можно получить максимально достоверную информацию в сжатые сроки, такие как дебит, анализ изменений параметров, затраты энергии, обработка информации по полученным данным и т.д. Разработаны два вида телеметрии: наземная установка и погружная. Погружная установка обеспечивает снятие показаний действующих параметров напрямую «пласт- скважина- насосная установка». При помощи телеметрии выполняются замеры дебита, температура масла в ПЭД, наличие ускорения, или скорость вибрации, давление на приеме насоса, величина подачи скважины, замер рабочего тока, параметры двигателя (загрузка, напряжение). При анализе снятых параметров можно произвести расчет для возможной корректировки работы и режима скважины. Достоинства данной системы заключается в оперативности получения данных, замер выполняется на прямую. Недостатки заключаются в высокой цене прибора, невозможность проверки системы анализа, не надежное расположение узла (нижняя часть двигателя, либо головка). На практике данный прибор показал не продолжительный промежуток времени возможность работы без нареканий. Наземная телеметрия в отличие от погружной, обладает рядом преимуществ в обслуживании, замене элементов, проверке измерительных приборов, рыночная стоимость ниже. Недостаток данной системы — это отсутствие прямых замеров параметров скважины. Внедрение на месторождения ТМС позволяет в оперативном режиме узнавать о начинающих предпосылках засорения рабочих узлов скважинного оборудования. В этом случае меняются показания температуры, вибрации и давление на приеме УЭЦН. [39]



С аналогичной целью разработан новый датчик ClampOn (рисунок 20), отслеживания содержания механических примесей. Внедрением данного аппарата занимается ПАО «Варьеганнефтегаз», устанавливая на своем фонде скважин. Суть прибора заключается в фиксировании снятых параметров количества, выносимых мехпримесей. Фиксация и снятие показаний ведутся по каждой скважине отдельно. Принцип работы заключается в регистрации уровня энергии от воздействия выносимых частиц при ударе о стенку трубопровода. [24]



Рисунок 20- Датчик ClampOn SandQ с исполнением Ex ia

Датчик ClampOn SandQ позволяет осуществлять постоянный контроль за данными о наличии песка. Сбор данных ведется за счет ультразвукового сигнала, который определяется по удару частицы о внутреннюю поверхность трубы. Датчик может контролировать такие параметры как: измерение песка, позволяет определить коррозионные и эрозийные нарушения. Снимаемые показатели ведутся в реальном времени и поступают в непрерывном режиме управляющему системой. Преобразование сигналов выполняет встроенный датчик, который преобразует сигналы в цифровую обработку. Применение датчика позволяет предупредить оператора о большом выносе механических примесей и предотвратить скопление песка на скважинном оборудовании.

Особенности датчика: обработка цифрового сигнала, высокая чувствительность прибора, фильтрация шумов с минимальными отклонениями и погрешностями, легкость в монтаже, не требует калибровки.

Монтаж данного оборудования выполняется непосредственно на трубу после изгиба (рисунок 20). Он отличается в легкости установки и не требует калибровки в полевых условиях работы. Конструкция является бесконтактной, что не требует дополнительных работ по установке. Установка датчика производится специальными накладными креплениями. Принцип действия прибора заключается в расположении датчика, где в колене трубы происходит полное турбулентное течение потока жидкости в этом режиме датчик способен улавливать минимальные значения мелких частиц. Датчик производится в Норвегии, основные характеристики вынесены в таблицу 11.

Таблица 11- Основные характеристики датчика ClampOn

<b>Характеристики</b>	<b>Показатели</b>
Принцип действия	Пассивно-акустический (ультразвуковой)
Обработка сигналов	Интеллектуальные электронные компоненты для ЦОС внутри датчика
Метод монтажа	Наружный монтаж путем накладки на поверхность трубы
Минимальный размер частиц песка*	Нефть/вода 25 микрон/ 1 ч./млн. Воздух/газ 5 микрон/ 1 ч./млн.
Минимальный вынос песка*	0,01 г/с
Минимальная скорость потока*	0,5 м/с
Погрешность*	$\pm 5\%$ (при условии калибровки посредством инъекции песка)
Воспроизводимость	Более 1%
Варианты интерфейсов	RS485 (ASCII, бинарные данные, ModBus RTU), 4-20 мА
Двухсторонняя связь	Да
Обновление программного обеспечения	Да
Температура поверхности трубы	От -40 до 225 °С (от -40 до 437 °F)
Режим потока	Нефть, газ, вода, многофазный
Диагностические функции	Интеллектуальная проверка работоспособности
Защита от пыли и влаги	IP68
Материал корпуса	Нержавеющая сталь AISI 316
Размеры/масса	109 мм x 101 мм [4,3 дюйма x 4,0 дюйма]
Классификация по взрывобезопасности	Ex ia, Ex de
Потребление электроэнергии	Типовое значение 1,5 Вт, макс 2,1 Вт для одного датчика

\*В зависимости от характеристик потока.

### **3. ФОРМИРОВАНИЕ КОМПЛЕКСА МЕРОПРИЯТИЙ В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННЫХ ЗНАЧЕНИЙ ВЫНОСА МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ**

В условиях осложненной добычи нефти с высоким выносом механических примесей предпосылки разрушения коллектора зависят от ряда причин. Факторы, влияющие на устойчивость пород в прискважинной части пласта, являются несцементированные и слабосцементированные породы, в их состав входят физико-механические свойства горных пород, условия освоения и эксплуатации скважин, геологические условия залегания эксплуатационного объекта. На разрушение влияют показатели физических сил, происходящих внутри продуктивного пласта: коэффициент внутреннего трения; гранулометрический состав породы; скорость фильтрации жидкости; обводненность получаемой продукции; глубина залегания эксплуатационного объекта; плотность горных пород; жидкости, используемые при освоении и закачивании скважин, и возможность их влияния на коллектор; градиент давления на стенке скважины; упругие свойства пород пласта, прочностные свойства пород и т.д. Механические примеси может образовывать само глубинное оборудование. Это проявляется при разрушении от коррозии, в условиях повышенной минерализации пластовых вод, а также при закачке технической жидкости глушения, или поступающих реагентах в случае плохой очистки. Высоким разрушительным действием обладает высоковязкая нефть, за счет того, что она является в качестве цементирующего вещества. Механическое разрушение пласта происходит при воздействии гидроразрыва и высокой депрессии. При ГРП структура коллектора меняется и появляются дополнительные трещины. Воздействие высокой депрессии слабосцементированный коллектор подвергается повышенному разрушению, что приводит к дополнительному выносу песка и породы пласта.

При большом выносе механических примесей возникают дополнительные осложнения в работе скважинного оборудования. Последствия, которые может вызвать большой вынос песка при использовании фильтров, это

его засорение. При засорении фильтра уменьшается дебит и проницаемость флюида, что приводит к остановке НКТ и затрачивается время на подъем и очистку фильтра. При воздействии частичек породы на скважинное оборудование, возможно его дополнительный износ в области соединения узлов. В условиях работы скважины в агрессивной среде, увеличивается коррозионная активность разрушения рабочих участков НКТ. Это может привести к клину насоса, или отказ оборудования, в следствии чего увеличивается межремонтный период и увеличиваются затраты на обслуживание скважины. При добыче высоковязкого флюида с повышением депрессии на пласт возможно обрушение породы, что ведет к последствиям засорения фильтра и уменьшению дебита. В случае обвала породы, возможно повреждение оборудования, вплоть до его замены.

Техническое решение после проведенного анализа по предпосылкам выноса песка, произведен подбор технологических решений для предотвращения и борьбы с повышенным содержанием механических примесей на нефтяных месторождениях. Для решения данной проблемы требуется комплексный подход. В осложненных условиях возможно применение сразу нескольких методов и технологических решений.

Предварительно лабораторным методом исследуется количество механических примесей и их состав. Количество КВЧ определяется по ГОСТ 6370- 2018. Так же применяется метод определения гранулометрического состава, где исследуется количество нефтепродуктов, карбонат, железа, количество гипса, кальция, кварца и т.д.

Применение механических методов позволяет подобрать фильтр по предварительному анализу керна и гранулометрическому составу. При подборе фильтра задача стоит в оптимальном подборе перфорации для улавливания песчинок. Для фильтра не требуется подбор среды по температуре, в отличии химических и физико- химических методов. Фильтр не влияет на призабойную зону пласта и не меняет свойств коллектора. Что является недостатком в данном решении. Использование фильтров не предотвращает разрушение коллектора,

что приводит к постоянному выносу механических примесей и забиванию фильтра. При использовании фильтрующего оборудования затрудняется работа по ремонту скважины и увеличиваются временные затраты и финансовые.

Физико-химические методы более трудоемкие и требуют дополнительных технологических решений. Данные методы по эффективности лучше, чем механические. В них подразумевается применение проппанта при этом требуется соблюдение определенного температурного режима и значения давления. Данная технология не применима при низкотемпературных режимах добычи. Так же технология закрепления проппанта стекловолокном позволяет сохранить гибкость породы. При использовании проппанта возможен его вынос из коллектора, что приводит к осложнениям схожим по выносу песка. Это может привести к разупрочнению и усложнению в добыче.

Применение технологии коксование возможно только на ранних стадиях разработки. Так же для данной технологии требуется применение генератора для нагрева подаваемого воздуха.

Химические методы являются самыми обширными в понимании количества различных химических составов. Они позволяют закрепить коллектор большого захвата по площади на продолжительное время и значительно сократить вынос песка. При этом проницаемость теряется малыми долями. Положительной чертой химических реагентов является легкость в применении и продолжительность действия. При истечении прочности со временем, возможна повторная закачка реагента.

Общий недостаток химических методов — это токсичность применяемых химических веществ, используемые растворители в основном основаны на метаноле.

Использование телеметрии позволяет выявить на ранних стадиях скопление механических примесей и дает возможность отрегулировать работу скважины по предотвращению будущих осложнений. Данные разработки помогают избежать серьезных финансовых потерь по времени, ремонту и обслуживанию скважинного оборудования. Недостаток данных разработок

заключается в высокой стоимости и недолговечность в исправной работе погружного ТМС, что касается наземной телеметрии она более выгодна по замене датчиков и имеет меньшую рыночную стоимость. Этот метод дает возможность отсканировать изменения на ранних стадиях образования осложнений, что является вспомогательным оборудованием ко всем рекомендуемым технологиям (рисунок 21)



Рисунок 21- Этапы формирования, осложнения и технические решения по комплексу работ борьбы с механическими примесями на нефтяных месторождениях

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В2	Лунева Анна Сергеевна

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Материальные затраты не более 25339,84; амортизационные отчисления - 4068,5; затраты на оплату труда - 84373,33.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Процентная надбавка за вахтовый метод - 16 % Районный коэффициент - 70 % Ежемесячная премия - 40 %
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка отчислений во внебюджетные фонды – 30,4%

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведены расчеты материальных затрат на оплату труда, страховых отчислений, прибыль от продажи нефти, прибыли за счет сокращения количества ремонтов, индекса доходности
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Разработка календарного план-графика
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности мероприятий по борьбе с механическими примесями

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

Диаграмма Ганта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	23.04.2021
--	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Клемашева Елена Игоревна	канд.экон.наук		23.04.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В2	Лунева Анна Сергеевна		23.04.2021

## РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

#### 4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

### 4.1.1 Техничко-экономическое обоснование проекта

На П... месторождении активно применяются методы борьбы с механическими примесями при эксплуатации скважин. Наибольшее распространение получили такие методы, как установка фильтров различных конструкций, контроль за выносом механических примесей во время вывода скважины на режим и в процессе эксплуатации, ограничение водопритокков к добывающим скважинам.

В настоящее время на месторождениях Западной Сибири все более широкое применение находят химические и физико-химические методы борьбы с механическими примесями. Рассмотрим экономическую эффективность их применения на П... месторождении. В качестве химического метода возьмём закачку предполимерного уретана, т.к. у него наиболее высокие технологические показатели эффективности, а в качестве физико-химического – закачку песчано-цементной смеси в пласт под давлением гидроразрыва. Применение данной технологии позволит укрепить коллектор и уменьшить вынос песка при добыче флюида, следовательно, уменьшатся затраты на ремонт оборудования.

Расчёт экономической эффективности производится на основе стоимости проведения необходимых мероприятий и увеличения дохода от реализации дополнительно добытой нефти за счёт увеличения межремонтного периода скважинного оборудования.

Работы по креплению пласта уретановым предполимером и цементно-песчаной смесью производятся бригадой по капитальному ремонту скважин (КРС), состоящей из трех человек – бурильщика КРС 5-6 разряда (или



оператора по подземному ремонту скважин), помощника бурильщика 4-го разряда, а также машиниста подъемника или установки дозирования реагента (УДР) 5-6 разряда. Транспортировка рабочих жидкостей происходит с помощью специальной техники, закачка – специализированными насосными агрегатами.

Для расчётов примем гипотетическую скважину со следующими характеристиками:

- Среднесуточный дебит  $Q_c = 20$  т/сут;
- Межремонтный период 1,5 месяц;
- Коэффициент эксплуатации  $K_3 = 0,9$ .

## **4.2 Планирование и формирование бюджета работ**

### **4.2.1 Разработка графика проведения работ**

**Диаграмма Ганта** – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует привести в календарные дни формула 39.

$$T_{ki} = T_{pi} * K_{\text{кал}} \quad (39)$$

где  $T_{ki}$ - продолжительность выполнения  $i$ -й работы в календарных днях;

$T_{pi}$ - продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях;

$K_{\text{кал}}$ - коэффициент календарности.

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} \quad (40)$$

где  $T_{\text{кал}}$ - количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ - количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ - количество праздничных дней в году.





Следует учесть, что расчетную величину продолжительности работ  $T_{ki}$  нужно округлить до целых чисел. Расчетные данные сводим в таблице 12, на основании которой можно построить календарный план-график таблица 13.

Таблица 12- Календарный план график

Название	Время, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
Исследование скважины	45	15.01	12.03	Геофизик
Подготовительные работы	10	10.01	05.04	Машинист УДР Бурильщик КРС Помощник бурильщика
Крепление ПЗП	10	05.04	20.04	Машинист УДР
Промывка скважины	20	05.04	25.04	Помощник бурильщика
Итого	85	15.01	25.04	

Таблица 13- Календарный план- график проведения мероприятия

Вид работ	Исполнители	Т <sub>к</sub> , кал, дн.	Продолжительность выполнения работ														
			Январь			Февраль			Март			Апрель			Май		
			2	3		1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Исследование скважины	Геофизик	45															
Подготовительные работы	Машинист УДР Бурильщик КРС Помощник бурильщика	15															
Крепление ПЗП	Машинист УДР	11															
Промывка скважины	Помощник бурильщика	20															

где  - геофизик;  
 - машинист УДР;  
 - помощник бурильщика;  
 - бурильщик КРС.

#### 4.2.1 Материальные затраты

Экономические затраты на проведение данных технологических операций называются себестоимостью.

Основу сметного расчёта составляют затраты на материальные ресурсы, затраты на оплату труда и страховые взносы, амортизацию основных фондов.

В зависимости от применяемой технологии используются различные химические реагенты. Химические реагенты, техническая вода и затраченная на проведение работ электроэнергия и будут являться исходными ресурсами для проведения технологического процесса по креплению скважины. Стоимость данных материалов указана в таблице 14 (техническая вода используется из системы ППД).

Таблица 14 – Расчет стоимости материалов на проведение работ

Наименование материала, единица измерения	Норма расхода материала, нат. ед.	Цена за единицу, руб./нат.ед.	Стоимость материалов, руб.
Уретановый предполимер	300 кг	290 руб/кг	87000
Электроэнергия	94 кВт/ч	2,97	24567,84
<b>ИТОГО</b>			111567,84
Цемент сухой	80 кг	5900 руб/т	472
Песок	150 кг	2000 руб/т	300
Техническая вода	30 м3	0	0
Электроэнергия	94 кВт/ч	2,97	24567,84
<b>ИТОГО</b>			24760,8

#### 4.2.2 Расходы на оплату труда и отчисления во внебюджетные фонды

Расходы на оплату труда складываются из нескольких показателей: тарифной стоимости труда, премиальных начислений и районного коэффициента. Работы ведутся в дневную и ночную смены, длительность смены 11 часов (с учетом перерыва на обед). Ежемесячная норма выработки 330 часов. Процентная надбавка за вахтовый метод работы составляет 16 %, районный коэффициент к заработной плате в Ханты-Мансийском автономном округе 70 %, ежемесячная премия в размере 40 %. Расчет заработной платы можно свести в таблицу 15.

Таблица 15- Расходы на основную ЗП

Расходы на ЗП	Месячная тарифная ставка, руб	Часовая тарифная ставка, руб	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Премия	Районный коэффициент, руб.	Надбавка за вахтовый метод работы, руб.	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Машинист УДР	40000	121,2	88	48,48	84,85	19,39	24106,67
Бурильщик КРС	65000	196,97	88	78,79	137,88	31,52	39173,33
Помощник бурильщика	35000	106,6	88	42,42	74,24	16,97	21093,33
ИТОГО	84373,33						

Зная часовую процентную ставку и рассчитав от неё все надбавки, можно вычислить стоимость бригады в час, она составит 958,79 рубля, а при учёте ежемесячной нормы выработки в 330 часов, стоимость бригады составит 316400,0 рублей.

Страховые взносы определяются согласно установленным Налоговым кодексом РФ и включают в себя страховые взносы в Пенсионный фонд РФ, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев при проведении работ на кустовой площадке (таблица 16).

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс III с тарифом 0,4 % для предоставления услуг в области добычи нефти и природного газа (код по ОКВЭД – 09.10).

Таблица 16 – Расчет страховых взносов при проведении работ бригадой КРС

	Заработная плата	ФСС (2,9 %)	ФОМС (5,1%)	ПФР РФ (22%)	Страхование от несчастных случаев (0,4 %)	Всего, руб.
Затраты	84373,33	2446,8	4303,0	18562,1	337,5	25649,5

#### 4.2.3 Расчет затрат на специальное оборудование

Для проведения закачки используется передвижная установка по приготовлению и закачке полимерных растворов УДР-32М, которая включает в себя:

- насос-дозатор;
- шнековый дозатор с бункером;
- емкость смесительная с электромешалкой;
- трехплунжерный насос;
- блок для хранения жидких и сухих химических реагентов.

Установка оснащена программным обеспечением, способным регистрировать, архивировать и формировать отчеты о параметрах закачки. Данная система позволяет полностью автоматизировать технологический процесс и контроль за работой установки, минимизирует участие обслуживающего персонала в технологическом процессе, улучшает качество приготовленных растворов при этом не допускает перерасхода химических реагентов.

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 17.

Таблица 17 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование объекта	Балансовая стоимость, руб.	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб./закачку
УДР-32М	4050000	10	4068,5
<b>Итого</b>			<b>4068,5</b>

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение мероприятий по закачке уретанового предполимера и цементно-песчаной смеси, которая представлена в таблице 18.

#### 4.2.4 Бюджет затрат на реализацию проекта

Таблица 18 – Затраты на проведение мероприятий по креплению скважины

Состав затрат	Уретановый предполимер, руб	Цементно-песчаная смесь, руб
Материальные затраты	111567,84	25339,84
Затраты на оплату труда	84373,33	84373,33
Страховые взносы	25649,5	25649,5
Амортизационные отчисления	4068,5	4068,5
<b>Итого основные расходы</b>	<b>225659,2</b>	<b>139431,2</b>

Таким образом общая сумма затрат на мероприятие по закачке уретанового предполимера составит  $Z_{п1}$  – 225659,2 рублей, а на закачку цементно-песчаной смеси  $Z_{п2}$  – 139431,2 рублей, что в 1,6 раза меньше в сравнении с химической технологией.

#### 4.2.5 Затраты на ремонт

Затраты на ремонт до проведения работ рассчитаем произведением (41):

$$Z_p = N_{p*} * C_p = 12 * 50000 = 600000 \text{ руб.} \quad (41)$$

где  $N_p$  – количество ремонтов в год,

$C_p$  – цена одного ремонта, составляет в среднем 50000 рублей.

Закачка уретанового предполимера даёт увеличение межремонтного периода в 3 раза. Следовательно, количество ремонтов в год  $N_p$  после применения технологии снизится до 4. Значит затраты на ремонт можно рассчитать следующим образом:

$$Z_{p1} = N_p * C_p = 4 * 50000 = 200000 \text{ руб.}$$

Для цементно-песчаной смеси межремонтный период увеличивается в 2 раза, значит количество ремонтов в год равно 6. Затраты на ремонт будут равны:

$$Z_{p2} = N_p * C_p = 6 * 50000 = 300000 \text{ руб.}$$

### 4.3 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проекта.

#### 4.3.1 Определение экономической эффективности проводимых работ

##### Прибыль от продажи нефти

Рассчитаем годовой дебит скважины  $Q_{\Gamma}$  (42):

$$Q_{\Gamma} = Q_c * 360 * K_{\Sigma} = 20 * 365 * 0,9 = 6570 \text{ тонн/год.} \quad (42)$$

Стоимость одной тонн нефти  $\Pi$  (с учетом НДС) равна 17500 рублей [52].

Значит доход от продажи нефти за год  $D$  составляет (43):

$$D = \Pi * Q_{\Gamma} * N_{\text{пр}} = 17500 * 6570 = 114975000 \text{ руб/год.} \quad (43)$$

До проведения работ:

$$D_0 = D - Z_p = 114975000 - 600000 = 114375000 \text{ руб.}$$

После закачки уретанового предполимера:

$$D_1 = D - Z_{p1} = 114975000 - 200000 = 114775000 \text{ руб.}$$

После закачки цементно- песчаной смеси:

$$D_2 = D - Z_{p2} = 114975000 - 300000 = 114675000 \text{ руб.}$$

##### Налог на прибыль

Налог на прибыль равен 20%.

До проведения работ (44):

$$N_{\text{пр0}} = \frac{D_0 * 20\%}{100\%} = 22875000 \text{ руб.} \quad (44)$$

Для уретанового предполимера

$$N_{\text{пр1}} = \frac{D_1 * 20\%}{100\%} = 22955000 \text{ руб.}$$

Для цементно- песчаной смеси:

$$N_{\text{пр2}} = \frac{D_2 * 20\%}{100\%} = 22935000 \text{ руб.}$$

##### Прирост прибыли за счет снижения количества ремонтов

Для уретанового предполимера (45):

$$\Delta\P_1 = (D_1 - N_{\text{пр1}}) - (D_0 - N_{\text{пр0}}) - Z_{\text{п1}} = (114775000 - 22955000) - (114375000 - 22875000) - 225659,2 = 94340,8 \text{ руб.} \quad (45)$$

Для цементно-песчаной смеси:

$$\Delta\Pi_2 = (D_2 - H_{\text{пр}2}) - (D_0 - H_{\text{пр}0}) - Z_{\text{п}2} = (114675000 - 22935000) - (114375000 - 22875000) - 139431,2 = 100568,8 \text{ руб.}$$

### **Индекс доходности**

Для уретанового предполимера (46):

$$\text{ИД}_1 = \frac{\Delta\Pi_1}{Z_{\text{п}1}} = \frac{94340,8}{94340,8} = 0,42 \text{ руб/руб} \quad (46)$$

Для цементно-песчаной смеси:

$$\text{ИД}_2 = \frac{\Delta\Pi_2}{Z_{\text{п}2}} = \frac{139431,2}{100568,8} = 0,72 \text{ руб/руб}$$

По результатам расчета применение цементно-песчаной смеси для крепления ПЗП является более целесообразным и экономически выгодным решением, чем по сравнению с закачкой уретанового предполимера.

Несмотря на то, что прирост прибыли за год после проведения данных работ, практически не отличается, индекс доходности цементно-песчаной смесью значительно выше, т.к. затраты на его реализацию значительно меньше.



## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В2	Лунева Анна Сергеевна

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Тема ВКР:

Усовершенствование процесса добычи нефти в условиях повышенного содержания механических примесей на нефтяных месторождениях	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: лабораторные исследования механических примесей. Область применения: работа с химическими реагентами при выполнении анализа.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	ТК РФ, N 197 –ФЗ Трудовой кодекс РФ. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение.
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные производственные факторы: вредные вещества; производственные метеоусловия; шум на рабочем месте; производственное освещение. Опасные производственные факторы: электробезопасность; пожаробезопасность.
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	Использование веществ, которые образуют рабочую зону и окружающее воздушное пространство.
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	Возникновение пожара; Превышение нормы предельно допустимой концентрации веществ в рабочей зоне.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	23.04.2021
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н		23.04.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В2	Лунова Анна Сергеевна		23.04.2021

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Социальная ответственность – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров. [42]

Содержание механических примесей на нефтяных месторождениях определяется лабораторными исследованиями. При исследовании анализируемых образцов нефти и нефтепродуктов помещение должно быть оборудовано рабочими местами для проведения химических экспериментов, вентиляционной системой, для работы с летучими веществами, рядом аппаратов для проведения опытов и дальнейшего анализа результатов, шкафы для хранения лабораторной посуды. Целью данного исследования является химическая лаборатория.

### **5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Согласно ТК РФ, N 197 -ФЗ каждый работник имеет право на:

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом;
- получение достоверной информации от работодателя, соответствующих государственных органов и общественных организаций об условиях и охране труда на рабочем месте, о существующем риске повреждения здоровья, а также о мерах по защите от воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов;
- отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда, за исключением случаев, предусмотренных федеральными законами, до устранения такой опасности;

- обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя;
- обучение безопасным методам и приемам труда за счет средств работодателя;
- личное участие или участие через своих представителей в рассмотрении вопросов, связанных с обеспечением безопасных условий труда на его рабочем месте, и в расследовании происшедшего с ним несчастного случая на производстве или профессионального заболевания;
- внеочередной медицинский осмотр в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра;
- гарантии и компенсации, установленные в соответствии с настоящим Кодексом, коллективным договором, соглашением, локальным нормативным актом, трудовым договором, если он занят на работах с вредными и (или) опасными условиями труда.
- повышенные или дополнительные гарантии и компенсации за работу на работах с вредными и (или) опасными условиями труда могут устанавливаться коллективным договором, локальным нормативным актом с учетом финансово-экономического положения работодателя.

Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Основным объектом в производственных условиях является рабочее место, представляющее собой в общем случае пространство, в котором может находиться человек при выполнении производственного процесса. Рабочее место является основной подсистемой производственного процесса.

## **5.2 Производственная безопасность**

Во время выполнения технологических операций работник может быть подвержен опасным и вредным факторам, способным нанести существенный вред его здоровью. Во избежание последствий воздействия данных факторов на

здоровье работника, его рабочая зона должна быть устроена максимально безопасно.

Под идентификацией потенциально вредных и (или) опасных производственных факторов понимаются сопоставление и установление совпадения имеющихся на рабочих местах факторов производственной среды и трудового процесса с факторами производственной среды и трудового процесса, предусмотренными классификатором вредных и (или) опасных производственных факторов, утвержденным федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере труда, с учетом мнения Российской трехсторонней комиссии по регулированию социально-трудовых отношений [44].

Работник подвержен вредному воздействию, которое классифицируется согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [43], находясь на территории производственного объекта.

### **5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия**

#### *Вредные вещества*

В лаборатории проводятся работы со смазочно-охлаждающими жидкостями, которые обладают небольшим показателем летучести, но при проведении работ над образцами с целью изучения их физико-химических свойств используются высоколетучие вещества, такие как ацетон, этиловый спирт и др. Характеристики данных веществ приведены в таблице 19. [45].

Классификация по степени воздействия на организм вредные вещества подразделяют на четыре класса опасности.

- 1-й- вещества чрезвычайно опасные;
- 2-й- вещества высокоопасные;
- 3-й- вещества умеренно опасные;
- 4-й- вещества малоопасные.

Класс опасности вредных веществ устанавливают в зависимости от норм и показателей, указанных в таблице 19. [42]

Таблица 19- Класс опасности вредных веществ

Наименование показателя	Норма для класса опасности			
	1-го	2-го	3-го	4-го
Предельно допустимая концентрация (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны ,мг/ м <sup>3</sup>	Менее 0,1	0,1-1,0	1,1	Более 10,0
Средняя смертельная доза при введении в желудок, мг/кг	Менее 15	15-150	1151-5000	Более 5000
Средняя смертельная доза при нанесении на кожу, мг/кг	Менее 100	100-500	501-2500	Более 2500
Средняя смертельная концентрация в воздухе, мг/м <sup>3</sup>	Менее 500	500-5000	5001-50000	Более 50000
Коэффициент возможности ингаляционного отравления (КВИО)	Более 300	300-30	29-3	Менее 3
Зона острого действия	Менее 6,0	6,0-18,0	18,1-54,0	Более 54,0
Зона хронического действия	Более 10,0	10,0-5,0	4,9-2,5	Менее 2,5

Таблица 20- ПДК для вредных веществ в воздухе на рабочих местах

Вещество	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Метанол	15	3
Углеводороды предельные C12-19	1	4
Диоксиды серы	10	3
Бензол	2	2
Сажа	4	3
Оксид углерода	5	4
Сероводород	3	3
Этанол	2000/1000	4
Толуол	50	3
Ацетон	200	4

### *Производственные метеоусловия*

Согласно Конституции РФ, каждый имеет право на труд в условиях, отвечающих требованиям безопасности и гигиены [45]. Санитарные правила устанавливают гигиенические требования к показателям микроклимата рабочих мест производственных помещений с учетом интенсивности энергозатрат работающих, времени выполнения работы, периодов года и содержат требования к методам измерения и контроля микроклиматических условий.

Показателями, характеризующими микроклимат в производственных помещениях, являются:

- температура воздуха;
- температура поверхностей;
- относительная влажность воздуха;
- скорость движения воздуха;
- интенсивность теплового облучения.

Оптимальные параметры микроклимата должны соответствовать значениям, приведенным в таблице 21 [45]. Работу в лаборатории причисляем в категории I б.

Таблица 21- Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Iб (140-174)	21-23	20-24	60-40	0,1
Тёплый	Iб (140-174)	22-24	21-25	60-40	0,1

При температурах воздуха 25 °С и выше максимальные величины относительной влажности воздуха не должны выходить за пределы:

- 70% - при температуре воздуха 25 °С;
- 65% - при температуре воздуха 26 °С
- 60% - при температуре воздуха 27 °С;
- 65% - при температуре воздуха 28 °С.

Для категории работ Iб допустимые значения показателей микроклимата в теплое и холодное время года приведены в таблице 22.

Таблица 22- Допустимые нормы микроклимата в рабочей зоне производственных помещений

Сезон года	Категория тяжести выполняемых работ	Температура, С°		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/сек	
		Фактич. значение	Допустм. значение	Фактич. значение	Допустм. значение	Фактич. значение	Допустим. значение
1	2	3	4	5	6	7	8
Теплый	I б	20,0-21,9	24,1-28,0	19,0-29,0	15-75	0,1	0,3
Холодный	I б	19,0-20,9	23,1-24,0			0,1	0,2

Необходимо предпринимать всевозможные меры для поддержания оптимальных условий работы, такие как рациональное размещение и слежение за нормальным функционированием отопительных и вентиляционных систем, а также устройства кондиционирования.

#### *Шум на рабочем месте*

Характеристикой постоянного шума на рабочих местах являются уровни звукового давления  $L$  в дБ в октавных полосах со среднегеометрическими частотами 31,5, 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000, 8000 Гц, определяемые по формуле (47):

$$L = 20 \lg \frac{p}{p_0} \quad (47)$$

где  $p$  — среднее квадратическое значение звукового давления, Па;

$p_0$  — исходное значение звукового давления в воздухе  $p_0 = 2 \cdot 10^{-5}$  Па.

Предельно допустимым уровнем звука для легкой физической нагрузки и напряженности средней степени является значение в 75дБА.

Уровни звукового давления в составных полосах со среднегеометрическими частотами, уровни звука и эквивалентные уровни звука приведены ниже (таблица 23) [46].



Таблица 23- Значение предельно допустимого звукового давления

Вид трудовой деятельности, рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в составных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, ДБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Химическая лаборатория	103	91	83	77	73	70	68	66	64	75

При длительной работе в данном помещении может возникать дискомфорт. Для уменьшения воздействия шума рекомендуется воспользоваться СИЗ (наушники, беруши).

#### *Производственное освещение*

Важным условием для выполнения работы является качественное освещение. Отсутствие достаточной освещенности снижает остроту восприятия и увеличивает риск несчастных случаев.

Согласно СНиП 23-05-95 производственное освещение подразделяют на естественное и искусственное. Помещения с постоянным пребыванием людей должны иметь, как правило, естественное освещение.

Нормированные значения КЕО,  $e_N$ , для зданий, располагаемых в различных районах (приложение Д) следует определять по формуле (48) [47]:

$$e_N = e_H * m_N \quad (48)$$

где  $N$  — номер группы обеспеченности естественным светом;

$e_H$  — значение КЕО;

$m_N$  — коэффициент светового климата.

Таблица 24- Нормы освещенности рабочей зоны

<b>Рабочая поверхность и плоскость нормирования КЕО и освещенности</b>	<b>Горизонтальная</b>
Высота плоскости над полом, м	0,8
<b>Естественное освещение, КЕО, %</b>	
При верхнем или комбинированном освещении	3,5
При боковом освещении	1,2
<b>Совмещенное освещение. КЕО, %</b>	
При верхнем или комбинированном освещении	2,1
При боковом освещении	0,7
<b>Освещенность при комбинированном освещении</b>	
Всего, лк	500
От общего, лк	300
Освещенность при общем освещении, лк	400

### **5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия**

#### *Электробезопасность*

Химическая лаборатория обеспечивается трехфазным переменным током (напряжением 220 В) и постоянным током и является зоной, повышенной электороопасности из-за наличия агрессивной среды, влияющей на изоляцию.

В целях безопасности используются коллективные и индивидуальные средства защиты. Под коллективными средствами защиты подразумевается изоляция проводов, защитное заземление, зануление, защитное отключение, предупреждающие плакаты и указатели напряжения.

Для предотвращения аварийных ситуаций требуется проведение первичного инструктажа и соблюдения правил техники безопасности. Перед проведением работ с использованием электрооборудования (нагревательные приборы, перемешивающие устройства, весы, насосы, компрессоры, роторные испарители, сушильные шкафы, холодильные установки и оргтехника) следует внимательно проверить целостность изоляции, а также используемых розеток. При проведении работ не перекручивать и не располагать возле нагревательных приборов провода электропитания. При появлении признаков неисправности электроприборов или проводов электропитания необходимо обесточить

электроприбор или полностью рабочую зону, воспользоваться предупреждающими знаками и вызвать электрика.

Действие электрического тока на организм носит разносторонний характер. Проходя через организм, электрический ток производит термическое, электролитическое и биологическое действие.

Меры защиты от поражения электрическим током:

- Недоступность токоведущих частей, находящихся под напряжением, для случайного прикосновения может быть обеспечена рядом способов, в том числе изоляцией токоведущих частей, размещением их на недоступной высоте, ограждением (сплошным или сетчатым и др.).

- Опасность поражения током при появлении напряжения на корпусах, кожухах и других нетоковедущих частях электрооборудования устраняется с помощью защитного заземления, зануления, защитного отключения, двойной изоляции, а также применением малых напряжений.

- Контроль за состоянием изоляции электроустановок осуществляется путем периодического измерения сопротивления изоляции и испытания повышенным напряжением.

- Для защиты от поражения электрическим током необходимо применять специальные защитные средства (диэлектрические перчатки, диэлектрические боты, и т.д.).

В электроустановках запрещается допускать приближение людей, механизмов и подъемных сооружений к находящимся под напряжением, не огражденным, токоведущим частям на расстояние менее, чем указано в таблице 25.

Таблица 25- Допустимое расстояние нахождения человека от не ограждённых электроустановок токоведущим частям

Напряжение, кВ		Расстояние от людей и применяемых ими инструментов и приспособлений, м	Расстояние от механизмов и подъемных сооружений в рабочем и транспортном положении, м
До 1	На ВЛ в остальных электроустановках	0,6 не нормируется (без прикосновения)	1,0
1 -35		0,6	1,0
60, 110		1	1,5
150		1,5	2,0
220		2,0	2,5
330		2,5	3,5
400, 500		3,5	4,5
750		5,0	6,0
800 (пост, ток)		3,5	4,5
1150		8,0	10,0

### *Пожарная безопасность*

В целях защиты жизни, здоровья, имущества граждан и юридических лиц, государственного и муниципального имущества от пожаров, Федеральным законом определены основные положения технического регулирования в области пожарной безопасности и устанавливаемые общие требования пожарной безопасности к объектам защиты (продукции), в том числе к зданиям, сооружениям и строениям, промышленным объектам, пожарно-технической продукции и продукции общего назначения [46].

Помещения лабораторий относятся к пожароопасным объектам. Класс взрывопожарной и пожарной опасности нефтяной лаборатории– В-1б, 2, категория помещений - В

Легковоспламеняющиеся жидкости являются источником возникновения аварийных ситуаций, поэтому необходимо следовать правилам пользования с ЛВЖ:

- Не оставлять открытыми емкости с ЛВЖ;
- Закрытую посуду с ЛВЖ не оставлять вблизи нагревательных поверхностей;

– При возникновении пожара воспользоваться средствами пожаротушения: огнетушителями, асбестовым одеялом, песком.

Общие требования пожарной безопасности:

1. Ответственность за пожарную безопасность в лаборатории возлагается на начальника лаборатории.

2. Нефть и нефтепродукты, используемые в лаборатории, представляют собой легковоспламеняющиеся жидкости (далее ЛВЖ) и горючие жидкости (далее ГЖ).

3. Бензиновый растворитель «Нефрас», толуол, ацетон и другие подобные им нефтепродукты содержат фракции, легко переходящие в парообразное состояние при низких температурах. Пары таких нефтепродуктов смешиваются с воздухом, образуя горючие и взрывоопасные смеси.

Меры по обеспечению пожарной безопасности:

1. Все работы с ЛВЖ и ГЖ, при которых происходит выделение паров и газов, необходимо выполнять только в вытяжных шкафах и при работающей вентиляции.

2. Рабочие поверхности лабораторных столов, вытяжных шкафов, стеллажей, предназначенных для работы с ЛВЖ, кислотами, щелочами и другими химическими веществами должны иметь несгораемое покрытие стойкое к химическому воздействию данных веществ, с устройством бортиков для предотвращения пролива жидкости.

3. В помещении лаборатории разрешается использовать только баллоны с инертными газами (азот, гелий). Запрещается работать с неисправными баллонами.

4. Хранение химических реактивов в лаборатории осуществлять с учетом их физико-химических свойств, признаков совместимости и однородности огнетушащих веществ. Банки со щелочными металлами необходимо помещать в металлические ящики с крышками, стенки и дно

которых выложены асбестом. В лаборатории запрещается иметь щелочные металлы в количестве, превышающем сменную потребность.

5. В помещении, где производятся работы с вредными, токсичными и пожароопасными веществами, необходимо за 10-15 минут до начала работы включить приточно-вытяжную вентиляцию и выключить ее через 15-30 минут после окончания работы с ними. Проверить работу принудительной вентиляции вытяжных шкафов при закрытой шторке шкафа.

### **5.3 Экологическая безопасность**

В ходе работы лаборанта химического анализа используются вещества, образующие аэрозоли и пары, загрязняющие рабочую зону и окружающее воздушное пространство. Для уменьшения выбросов требуется следить за герметичностью установок и емкостей для хранения. В лаборатории установлена приточно-вытяжная вентиляция, на выходе из которой расположены фильтры, предотвращающие выбросы в атмосферу.

Проектирование, строительство и эксплуатация предприятий, производящих или применяющих ртуть, должны обеспечить соблюдение требований системы ГОСТов "Охрана природы". Очистка загрязненного парами ртути и аэрозолем ее соединений воздуха и условия выброса его в атмосферу должны обеспечить соблюдение предельно допустимой концентрации паров ртути и паров аэрозолей ее неорганических соединений в атмосферном воздухе населенных пунктов ( $0,0003 \text{ мг/м}^3$ ). Сточные воды, загрязненные ртутью, подлежат очистке. Для улавливания из сточных вод металлической ртути в производственных, лабораторных и бытовых помещениях должны устанавливаться ловушки в затворах раковин. Ловушки должны также устанавливаться по ходу канализационной сети. Не, подлежащие повторному использованию изделия и бой вместе с другими ртутьсодержащими отходами, не соответствующими требованиям ГОСТ 1639-78, должны складироваться на специальных площадках в соответствии с нормативным документом "Предельное количество накопления токсических промышленных отходов на

территории предприятия (организации)" № 3090-85 от 01.02.85 г. и подвергаться захоронению согласно санитарным правилам "Порядок накопления, транспортировки, обезвреживания и захоронения токсичных промышленных отходов" № 3193-84 от 29.12.84 г. Контроль за содержанием ртути в объектах окружающей среды осуществляется в соответствии с "Методическими указаниями по определению массовой концентрации ртути в воде водоемов для культурно-бытового и хозяйственно-питьевого назначения в сточных водах, в атмосферном воздухе, в воздухе рабочей зоны, в почве" № 4242-87 от 08.01.87 г.

#### Демеркуризация.

Демеркуризация технологического оборудования как стационарного, так и съемного проводится в процессе планово-предупредительного ремонта (предшествует ему), при внезапном загрязнении поверхности оборудования ртутью, ее соединениями или содержащими их технологическими продуктами, перед выносом оборудования за пределы производственного помещения для проведения ремонта, хранения, передачи в другие производства или на переработку в качестве вторичного сырья. Для осуществления демеркуризации используются механический, химический или термический методы самостоятельно или в совокупности. Выбор метода определяется материалом, из которого изготовлено оборудование, и химической формой ртути (жидкий металл, неорганические соли), находящейся на поверхности оборудования. При наличии на поверхности оборудования видимой ртути или ее соединений используется механический метод. Первоначально осуществляется сбор видимой металлической ртути с помощью вакуума или амальгамированных медных пластинок. Сбор ртути с поверхности оборудования, изготовленного из углеродистой, стали и меди, находившихся в контакте с амальгамой натрия, производится после их предварительной дезамальгамации с помощью растворов перекиси водорода или гипохлорита натрия с концентрацией ~ 3 % масс.

После удаления видимой ртути поверхность подвергается гидроструйной или дробеструйной обработке.

Гидроструйная обработка осуществляется струями воды, имеющими скорость не менее 5 м/с, и используется для обработки металлических поверхностей, в том числе поверхностей, покрытых антикоррозионной защитой, находящихся в хорошем состоянии и не требующей удаления.

Дробеструйная обработка осуществляется с помощью установок для беспылевой дробеструйной очистки с отсосом отработанной дроби и применяется для обработки металлических поверхностей, покрытых продуктами коррозии и шероховатыми лакокрасочными покрытиями, требующими удаления.

Химическая демеркуризация осуществляется путем обработки оборудования, очищенного от видимой ртути, продуктов коррозии и старых антикоррозионных покрытий, растворами окислителей, легко окисляющих металлическую ртуть, но не разрушающих конструкционные материалы.

Выбор демеркуризирующих растворов определяется материалом, из которого изготовлено оборудование. При использовании хлорсодержащих растворов, имеющих кислую реакцию (pH), обработку оборудования проводят в герметичных условиях. Высокая эффективность химической демеркуризации достигается только при ее проведении в проточных растворах или при перемешивании.

Для демеркуризации металлов, разрушающихся под действием демеркуризирующих растворов, рекомендуется термический метод. Он предпочтителен также для демеркуризации углеродистой стали. Термическая демеркуризация осуществляется путем нагрева оборудования в печах до температуры 250 °С и выше с отсосом воздуха из печи и его очисткой от ртути. Температура и условия нагрева должны выбираться таким образом, чтобы изделия, которые будут использоваться повторно, не подвергались короблению, а защитные, в частности, гуммировочные покрытия не разлагались. Для большинства гуммировочных материалов температура не должна превышать 260 °С.



Перед проведением термической демеркуризации сталь и медь необходимо предварительно обработать минеральной кислотой, предпочтительно ингибированной соляной или серной с концентрацией 10 - 15 % масс. Удаление видимой ртути с помощью вакуума и амальгамированных медных пластинок и гидроструйная обработка оборудования осуществляются до его демонтажа. Дробеструйная обработка стационарного оборудования осуществляется на месте установки с помощью беспылевых дробеструйных установок, оборудованных отсосом и перемещаемыми соплами. Дробеструйная обработка съемного оборудования проводится на специально оборудованной бетонированной или асфальтированной площадке, (расположенной в непосредственной близости от производственных зданий. Поверхность площадки должна иметь уклон в одну сторону, вдоль которой по краю площадки устраивается лоток, обеспечивающий отвод промывных вод в канализацию ртутьсодержащих стоков. Площадка должна быть оборудована необходимыми подъемно-транспортными средствами, гидросмывом и ограждена по периметру.

Химическая демеркуризация стационарного оборудования осуществляется путем его заполнения и выдержки в нем растворов в течение суток, после чего оборудование заполняется водой на 1-3 ч или при больших объемах внутренние поверхности оборудования подвергаются орошению водой. Промывные воды направляются в канализацию ртутьсодержащих сточных вод. Химическая демеркуризация съемного оборудования проводится в ваннах или емкостях, габариты которых обеспечивают полное погружение изделий, подвергаемых демеркуризации. Время контакта изделий с демеркуризирующим раствором не менее 1 ч. Демеркуризованные детали подвергаются промывке проточной водой в той же емкости (после слива демеркуризирующего раствора) или в специально предназначенной емкости.

Заключение об эффективности демеркуризации оборудования делается на основании: анализа на ртуть в воздухе рабочей зоны вблизи поверхности оборудования (содержание ртути в том случае, если оборудование является ее

единственным источником, не должно превышать среднесменной ПДК - 0,005 мг/м<sup>3</sup>); анализа на ртуть смыва с поверхности оборудования (оборудование, подвергаемое после демеркуризации механическому ремонту, передаваемое на "нертутные" участки или на переработку в качестве вторичного сырья, не должно содержать на поверхности более 10 мг/м<sup>2</sup> остаточной ртути, что достигается сочетанием механического, химического и термического способа демеркуризации; съемное оборудование, устанавливаемое после демеркуризации, не должно содержать на наружных поверхностях более 100 мг/м<sup>2</sup> ртути, что, как правило, достигается сочетанием механического и химического способов демеркуризации).[38]

#### **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

##### **1. При возникновении пожара в лаборатории необходимо:**

- немедленно прекратить проведение испытаний;
- выключить вентиляцию и все электронагревательные приборы;
- закрыть окна и двери;
- немедленно сообщить руководителю лаборатории, при необходимости вызвать пожарную охрану по телефону 01;
- приступить к ликвидации пожара первичными средствами пожаротушения (пожарными кранами, огнетушителями);
- принять меры по сохранности материальных ценностей.

Собирать и утилизировать вредные вещества следует в соответствии с правилами утилизации отходов, сыпучие и твердые собрать совком, при разливе кислот поверхность нейтрализовать.

В случае превышения ПДК паров нефтепродуктов, газов в воздухе рабочей зоны необходимо включить вытяжную и приточную вентиляцию, проветрить помещение. Провести повторный замер воздуха рабочей зоны на наличие углеводородов нефти и газов. Убедиться, что ПДК не превышен. После этого приступить к дальнейшему выполнению работ.

##### **Работник, обнаруживший факт происшествия:**

- аварии;
- инцидента;
- пожара;
- взрыва;
- нахождения посторонних лиц и предметов на территории производственного объекта;

– чрезвычайных ситуаций должен немедленно и с максимальным количеством фактов передать оперативную информацию непосредственному руководителю, специалисту, в диспетчерскую службу цеха. В случае возникновения опасности для жизни и здоровья, необходимо покинуть производственный объект в соответствии с планом эвакуации.

**Вывод:** лабораторные исследования механических примесей выполняются с опасными и летучими веществами, которые легко воспламеняемые и горючие жидкости. В работе с такими веществами требует повышенного соблюдения всех норм и правил работы и рабочей среды. Работник обязан соблюдать производственную безопасность при работе с вредными веществами. Выполнение работ предусматривает ряд нормативов, это производственные метеоусловия, предельно допустимую концентрацию веществ, шум на рабочем месте, производственное освещение. Требуется соблюдение электробезопасности, пожаробезопасности с различными веществами и приборами. В процессе деятельности работы лаборатории требуется соблюдать экологическую безопасность с выбросами вредных веществ в воздух, или на поверхность оборудования, или почвы, способы очистки и утилизации. Каждому работнику на производстве требуется знание и умение реагировать в чрезвычайных ситуациях, безопасных действий и способы реагирования, главная задача- это обеспечить максимальную безопасность себе и соблюдать все нормы и правила работы на опасном и вредном производстве.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В выпускной квалификационной работе произвели анализ выноса механических примесей их предпосылки и возможное механическое воздействие, которое усугубляет вынос КВЧ. Выявили последствия, которые влияют на скважинное оборудование, дебит и количество отказов. Рассмотрели методы определения гранулометрического состава лабораторными исследованиями добываемого флюида и состава породы. Так же представлены современные методы решения крепления призабойной зоны пласта химическими и физико-химическими методами. Представлены фильтры различной конструкции и перфорации. В качестве дополнительного оборудования по выявлению на ранних стадиях скопления механических примесей представлены датчики телеметрии.

Рассчитан годовой экономический эффект по креплению призабойной зоны пласта двумя методами. При анализе выявлено, что годовой прирост по использованию уретанового предполимера прибыль составила 94340,8 рубля, по сравнению с использованием цементно-песчаного раствора 100568,8 рубля. По расчету индекса доходности показало уретановый 0,42 руб/ руб, и цементно-песчаная смесь 0,72 руб/ руб. По расчетам можно сделать выводы, что при укреплении призабойной зоны пласта экономически целесообразно цементно-песчаной смеси, по сравнению с раствором уретанового полимера.

Рассмотрены меры производственной безопасности работы в лаборатории, с вредными и опасными производственными факторами, правила работы с химическими реагентами и меры по безопасности труда при работе с вредными веществами. Рассмотрены действия в чрезвычайных ситуациях и методы действия работника.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Обзор существующих методов борьбы с мехпримесями [Электронный ресурс]. – URL: <https://glavteh.ru/%d0%be%d0%b1%d0%b7%d0%be%d1%80-%d1%81%d1%83%d1%89%d0%b5%d1%81%d1%82%d0%b2%d1%83%d1%8e%d1%89%d0%b8%d1%85-%d0%bc%d0%b5%d1%82%d0%be%d0%b4%d0%be%d0%b2-%d0%b1%d0%be%d1%80%d1%8c%d0%b1%d1%8b-%d1%81-%d0%bc/>
2. Вопросы теории и практики ограничения пескопроявлений в нефтедобывающих и водозаборных скважинах / Гиладев Г.Г., и др. Краснодар: Советская Кубань, 2004. 224с.
3. Недоливко Н.М. Исследование керна нефтегазовых скважин: учебное пособие. Томск: Изд-во ТПУ, 2006. 170 с.
4. Гранулометрический анализ механических примесей в продукции нефтяных скважин и технология их фильтрации/ Купавых В.А, Мерзляков В.Ф., Валеев М.Д., Лысенко А.В./ ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Уфа, РФ.
5. Михеев Р.А. Методы борьбы с пескопроявлением на скважинах Ванкорского месторождения/ Красноярск/ СФУ– 2016. 84с.
6. Фык М.И. Основы разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений: учебник / И.М. Фык, Е.И. Хрипко; под ред. проф. И.М. Фыка. – Харьков: Фолио, 2015. - с.
7. Зиятдинов И.Г. Новейшие методы исследования керна материала. / институт «ТатНИПИнефть». УДК 622.276.031:550.822.3
8. Терпинская В.В./ Анализ эффективности эксплуатации механизированного фонда скважин при высокой обводненности на Советском нефтяном месторождении (Томская область). /УДК 622.276.58.054(571.16)

9. Регламент по расследованию причин отказов внутрискважинного насосного оборудования механизированного фонда скважин/ Приложение 9/Версия 1.00/ Усинск 2019. 33 с.
10. Шмидт А.А./ Повышение эффективности эксплуатации скважин, осложненных содержанием мехпримесей в продукции. / Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук/ Уфа 2007г.
11. Сваровская Н.А. Физика пласта: Учебное пособие, изд. 2-е- Томск: Издательство ТПУ, 2005. -162с.
12. Квеско Б.Б., Квеско Н.Г./ Физика пласта. Учебное пособие / Б.Б.Квеско, Н.Г.Квеско. - М.: Инфа- Инженерия, 2018. -228 с.
13. Квеско Б.Б./ Подземная гидромеханика: учебное пособие / Б.Б. Квеско, Е.Г. Карпова; Томский политехнический университет. - 2-е изд. - Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. - 168 с.
14. Косков, В. Н./ Геофизические исследования скважин и интерпретация данных ГИС: учеб. пособие / В. Н. Косков, Б. В. Косков. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2007. – 317 с.
15. ГОСТ Р 50544-93 Породы горные. Термины и определения (принят в качестве межгосударственного стандарта ГОСТ 30330-95).
16. ГОСТ 6370-83 Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей.
17. Осложнения в нефтедобыче/ Н.Г. Ибрагимов, А.Р. Хафизов, В.В. Шайдаков и др.; Под ред. Н.Г. Ибрагимова, Е.И. Ишемгужина.- Уфа: ООО «Издательство научно-технической литературы «Монография»», 2003.-302с.
18. Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях: Учебное пособие. / И.А. Гликеев, В.А. Насыров, А.М. Насыров. - М.: Инфа-Инженерия, 2019. -356 с.
19. ГОСТ 32504- 2013 (ISO 17824:2009, MOD) Нефтяная газовая промышленность. Оборудование скважинное. Фильтры противопесочные. Общие технические требования.

20. Ивановский В.Н., д.т.н., профессор: Сабиров А.А., к.т.н.; Булат А.В., РГУ нефти и газа им. Губкина И.М. / Системы защиты скважинного оборудования от механических примесей. / Территория нефтегаз/ №9 сентябрь 2010г.

21. Положение компании. Требования по классификации причин отказов и порядок расследования отказов внутрискважинного оборудования механизированного фонда скважин. / № П1-01.05 Р-0411/ Версия 1.00/ ПАО «НК «Роснефть».

22. Купаевых В.А./ Совершенствование технологии фильтрования пескосодержащей жидкости в глубиннонасосных скважинах. /Диссертация/ Уфимский государственный нефтяной технический университет/ Уфа-2017г. 120 с.

23. Виды абразивного изнашивания [Электронный ресурс]. – URL: <https://pte74.ru/blog/vidy-abrazivnogo-iznashivaniya.html>

24. Незасорная эксплуатация: борьба с влиянием мехпримесей при механизированной добыче [Электронный ресурс]. – URL: <https://glavteh.ru/%d0%bd%d0%b5%d0%b7%d0%b0%d1%81%d0%be%d1%80%d0%bd%d0%b0%d1%8f-%d1%8d%d0%ba%d1%81%d0%bf%d0%bb%d1%83%d0%b0%d1%82%d0%b0%d1%86%d0%b8%d1%8f-%d0%b1%d0%be%d1%80%d1%8c%d0%b1%d0%b0-%d1%81-%d0%b2%d0%bb%d0%b8/>

25. Тачева С.С./ Повышение эффективности крепления призабойной зоны пласта с целью снижения пескопроявлений на месторождениях каспийского моря. / Бакалаврская работа/ Томский политехнический университет 2019г. 96 с.

26. Цицорин А.И., Демьяновский В.Б., Каушанский Д.А. / Химические методы ограничения выноса песка в нефтяных и газовых скважинах. / ИПНГ РАН/ 8с.

27. Применение карбамидоформальдегидной смолы для ремонтно-изоляционных работ в высокотемпературных скважинах. [Электронный ресурс].

—

URL:

<https://glavteh.ru/%D0%BA%D0%B0%D1%80%D0%B1%D0%B0%D0%BC%D0%B8%D0%B4%D0%BE%D1%84%D0%BE%D1%80%D0%BC%D0%B0%D0%B%D1%8C%D0%B4%D0%B5%D0%B3%D0%B8%D0%B4%D0%BD%D0%B0%D1%8F-%D1%81%D0%BC%D0%BE%D0%BB%D0%B0-%D1%80%D0%B8%D1%80/>

28. Колмаков Е.А., Кондрашов П.М., Зеньков И.В./ Обзор конструкций фильтров в составе погружных электроцентробежных насосов при добыче нефти. / УДК 622.23.05

29. Использование технологии крепления призабойной зоны скважины «Линк» для ограничения выноса песка. [Электронный ресурс]. — URL:

<https://glavteh.ru/%d0%b8%d1%81%d0%bf%d0%be%d0%bb%d1%8c%d0%b7%d0%be%d0%b2%d0%b0%d0%bd%d0%b8%d0%b5-%d1%82%d0%b5%d1%85%d0%bd%d0%be%d0%bb%d0%be%d0%b3%d0%b8%d0%b8-%d0%ba%d1%80%d0%b5%d0%bf%d0%bb%d0%b5%d0%bd%d0%b8%d1%8f/>

30. Большой справочник инженера нефтегазодобычи. Разработка месторождений. Оборудование и технологии добычи/ Под ред. У. Лайонза и Г. Плизга- Пер. с англ.- СПб.: Профессия, 2012. - 952с.

31. Анализ технологий по закреплению проппанта в трещинах гидравлического разрыва пласта. / УДК 622.276.66:622.243.24. / И.В. Сидоров, главный инженер, первый заместитель генерального директора. / ООО «Роснефть – Сахалинморнефтегаз» / Р.Р. Сабитов, аспирант Тюменского государственного нефтегазового университета.

32. ТУ 3631-017-87867182-2009 Установки насосные горизонтальные.

33. ГОСТ Р 56830-2015 Установки скважинных электроприводных лопастных насосов.



34. Опыт борьбы с мехпримесями в ООО «РН- Юганскнефтегаз» [Электронный ресурс]. – URL:

<https://glavteh.ru/%D0%BE%D0%BF%D1%8B%D1%82-%D0%B1%D0%BE%D1%80%D1%8C%D0%B1%D1%8B-%D1%81-%D0%BC%D0%B5%D1%85%D0%BF%D1%80%D0%B8%D0%BC%D0%B5%D1%81%D1%8F%D0%BC%D0%B8-%D0%B2-%D0%BE%D0%BE%D0%BE-%D1%80%D0%BD-%D1%8E%D0%B3-2/>

35. Ледков А.О./ Анализ достоинств и недостатков известных сепараторов. Выбор наиболее работоспособного сепаратора для Ванкорского месторождения. / Сибирский Федеральный Университет, г. Красноярск/ УДК 622.276.34

36. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И. / Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации. / Справ. Пособие: В 6т. – М.: ООО «Недра- Бизнесцентр»/ 2003г. – Т.5. - 431с.: ил. ISBN 5-8365-0156-4

37. Установки винтовых насосов как способ эффективной эксплуатации малодебитных скважин. [Электронный ресурс]. – URL:

<https://glavteh.ru/%D1%83%D1%81%D1%82%D0%B0%D0%BD%D0%BE%D0%B2%D0%BA%D0%B8-%D0%B2%D0%B8%D0%BD%D1%82%D0%BE%D0%B2%D1%8B%D1%85-%D0%BD%D0%B0%D1%81%D0%BE%D1%81%D0%BE%D0%B2-%D0%BA%D0%B0%D0%BA-%D1%81%D0%BF%D0%BE%D1%81%D0%BE/>

38. Экологическое предприятие ООО «Мериз» [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.meriz.ru/pages/vazhno-znat/sanitarnye-pravila-pri-rabote-so-rtutju/>

39. «Интеллектуальные» скважины. [Электронный ресурс]. – URL: <https://glavteh.ru/%d0%b8%d0%bd%d1%82%d0%b5%d0%bb%d0%bb%d0%b5%d0%ba%d1%82%d1%83%d0%b0%d0%bb%d1%8c%d0%bd%d1%8b%d0%b5-%d1%81%d0%ba%d0%b2%d0%b0%d0%b6%d0%b8%d0%bd%d1%8b/>

40. Винтовые насосы компании ПК «Борец». [Электронный ресурс]. – URL: <https://nasos.biz/upload/iblock/c8c/c8ca3e7fc565582e3b93c0ef4e24f5b9.pdf>
41. Садыков А.А. Садыков, Козулина О.В., Сагбиев И.С., Пеплайкина Н.Н. / Погружные винтовые насосы/ Текст научной статьи по специальности «Энергетика и рациональное природопользование»/ УДК 621.514.54.001.2
42. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
43. График цены нефти Brent [электронный ресурс] URL: <http://www.profinance.ru/chart/BRENT>
44. Ковалевский Б.И. Методы и средства повышения эффективности использования смазочных материалов/ Б.И. Ковалевский. - Новосибирск: Наука, 2005г.-341 с.
45. Эмануэль Н.М. Окисление углеводородов в жидкой фазе / Н.М. Эмануэль. – М.: Изд-во акад. наук, 1959. – 334 с.
46. ГОСТ 20457–75 Масла моторные. Метод оценки антиокислительных свойств на установке ИКМ.
47. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение.